



Universidad Nacional Autónoma de México

PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA

EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE RECURSOS NATURALES – EXPLORACIÓN

“Caracterización Petrofísica mediante cubos de propiedades petrofísicas del campo Schaben en el Estado de Kansas, USA”

TESIS

QUE PARA OPTENER EL GRADO DE :

MESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:

ING. GEOFÍSICO. DAVID JOSUÉ ÁLVAREZ ELIZALDE

TUTOR: DR. ENRIQUE COCONI MORALES

Investigador Petrofísica y Evaluación de Yacimientos, IMP

COMITÉ TUTOR:

M.I. DAVID ESCOBEDO ZENIL, FACULTAD DE INGENIERÍA
DR. MARTIN CÁRDENAS SOTO, FACULTAD DE INGENIERÍA
DR. JOSUÉ TAGO PACHECO, FACULTAD DE INGENIERÍA

MÉXICO, D.F. OCTUBRE 2017

AGRADECIMIENTOS

A mis padres Josefina y Arturo, por todo su amor, paciencia, apoyo y por estar siempre ahí para mi.

A mi hermano Arturo, por su apoyo incondicional, tiempo y paciencia.

A Mario por todo su apoyo a lo largo de todos estos años, muchas gracias por siempre ayudarme y por toda la paciencia que has tenido.

Para Alejandra por su amor, apoyo y paciencia.

A mi tutor Dr. Enrique Coconi, por brindarme su apoyo y tiempo en toda la elaboración de este proyecto, y por todo el conocimiento que me brindó.

A mis profesores que tuvieron la paciencia y el ímpetu por enseñarme.

A mis sinodales gracias por haber aceptado y por haberse tomado el tiempo de corregir mi trabajo de tesis.

A la UNAM y a la Facultad de Ingeniería que una vez más me dio la oportunidad de seguir creciendo como persona y como profesional.

Al CONACYT por haberme otorgado una beca de apoyo económico.

A Bruno por la paciencia, interés y amistad

A mis compañeros y amigos por su tiempo y apoyo.

ÍNDICE

Objetivo.....	8
Objetivo Particular.....	8
Objetivos Específico.....	8
Justificación del Trabajo de Tesis	9
Introducción.....	12
1. Marco Teóricos.....	14
2. Metodología del trabajo de tesis	18
3. Antecedentes de la Zona de Estudio.....	21
3.1 Estudios y Casos Particulares del Campo Schaben	24
4. Geología.....	29
4.1. Geología Regional del estado de Kansas.....	34
4.2. Geología Local del condado de Ness	39
Ubicación de la zona de estudio	39
Topografía	40
Hidrogeología	40
Litoestratigrafía	40
Estratigrafía (Rocas no expuestas)	41
5. Registros Geofísicos de pozo	47
5.1 Resolución y Profundidad de Investigación de las herramientas.	47
5.2 Registro de Rayos Gamma	49
5.3 Registro de Densidad.....	51
5.4 Registro de Neutrón.....	53

5.5 Registro Sónico.....	55
5.6 Registro de Resistividad	57
6. Procedimientos, Resultados y Análisis de resultados.....	60
6.1 Etapa 1. Análisis mediante Software de Petrofísica.	60
Procedimiento 1.....	60
Resultados.....	62
Análisis de Resultados.....	65
6.2 Etapa 2. Análisis mediante SGeMS.....	66
Procedimiento 2.....	66
Análisis Estructural.....	69
Modelo mediante KRIGING	71
Resultados.....	72
Análisis del Cubo Norte	73
Conclusiones del análisis del Cubo Norte	81
Análisis Cubo Sur.....	83
Conclusiones del análisis del Cubo Sur.....	90
7. Mapa Horizonte Interés	92
8. Secciones Geológicas	96
9. Análisis de Resultados.....	99
10. Conclusiones.....	101
APÉNDICE 1.	103
APÉNDICE 2.	113
APÉNDICE 3.	114
BIBLIOGRAFÍA.	120

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Gráfico de Consideración de Inicio Campo Maduro	10
Figura 2. Esquema del Flujo de trabajo.....	18
Figura 3. Producción del Estado de Kansas en 2013.....	22
Figura 4. Localización del Campo Schaben, Kansas, Estados Unidos.....	23
Figura 5. Mapa geológico de los Estados Unidos	30
Figura 6. Mapa de las diferentes cuencas dentro del área de estudio - litología predominante y su distribución.....	31
Figura 7. Sección regional Norte-Sur.	32
Figura 8. Regiones fisiográficas del estado de Kansas.....	33
Figura 9. Principales Rasgos Estructurales de Kansas.	35
Figura 10. Ubicación del campo Schaben	39
Figura 11. Resolución y profundidad de investigación de algunas herramientas.	47
Figura 12. Resolución vertical de los registros.....	48
Figura 13. Diagrama esquemático de la toma de registros.....	49
Figura 14. Respuesta típica del Registro de Rayos Gamma.....	50
Figura 15. Principio de Medición del Registro de Densidad.....	51
Figura 16. Respuesta típica del Registro de Densidad	52
Figura 17. Esquema de una herramienta del Registro Neutrón.....	53
Figura 18. Respuesta típica del Registro Neutrón	55
Figura 19. Respuesta típica del Registro Sónico	56
Figura 20. Principio de medición del registro de Resistividad.....	58
Figura 21. Plantilla del Análisis petrofísico	63

Figura 22. Carga de los pozos y delimitación de áreas para los cubos de propiedades.	66
Figura 23. Estructura de Flujo de estimación de un Volumen Petrofísico	68
Figura 24. Forma general de un Variograma.....	70
Figura 25. Volumen de Arcilla.	74
Figura 26. Saturación de agua S_w	75
Figura 27. Permeabilidad Promedio	76
Figura 28. Porosidad.....	76
Figura 29. Res Flag.....	77
Figura 30. Pay Flag.....	78
Figura 31. Volumen Volumétrico de Agua (BVW)	79
Figura 32. Estimación de Facies, para 3 y 4 facies.....	80
Figura 33. Volumen de Arcilla	83
Figura 34. Saturación de Agua S_w	84
Figura 35. Permeabilidad Promedio	85
Figura 36. Porosidad.....	85
Figura 37. Res Flag.....	86
Figura 38. Pay Flag.....	87
Figura 39. Volumen Volumétrico de Agua (BVW)	88
Figura 40. Estimación de Facies, para 3 y 4 facies.....	89
Figura 41. Mapas representativos del horizonte correspondiente al Grupo Cherokee.....	92
Figura 42. Mapas representativos del horizonte correspondiente al Mississipico	93
Figura 43. Mapa de ubicación e las secciones.....	97
Figura 44. Sección Geológica y de Facies dirección A-A', del Cubo Norte.....	97

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Columna Estratigráfica del Estado de Ness, Kansas.....	46
Tabla 2. Características Generales de los Registros	59
Tabla 3. Pozos Pertenecientes al Campo Schaben, Kansas	61
Tabla 4. Coordenadas de los pozos pertenecientes al campo Schaben, Kansas, USA. y la cima del horizonte de mayor interés perteneciente al Mississipico.....	67
Tabla 5. Grid de los cubos Norte y Sur, del campo Schaben, Kansas.....	68

Objetivo

Objetivo Particular

- Determinar propiedades petrofísicas a partir de la interpretación de registros geofísicos de pozo, tales como saturación de agua (S_w), permeabilidad (κ), porosidad (ϕ), volumen de arcilla (V_{Clay}), bulk volumétrico de agua (BVW); al igual que la distribución vertical de facies, posibles zonas de paga y correlaciones entre pozos.

Objetivos Específico.

- Generar volúmenes de propiedades petrofísicas a fin de reevaluar un campo maduro, para realizar la caracterización del yacimiento e identificar el potencial de reservas de hidrocarburos, permitiendo hacer una revaluación de la distribución del aceite remante insitu dentro del campo Schaben del estado de Kansas, USA, siendo este un campo maduro se busca la localización de nuevas zonas objetivo a ser perforadas que ayuden a mantener la producción.

Justificación del Trabajo de Tesis

El desarrollo de campos petroleros maduros ha sido, y será cada vez más, un tema atractivo, para toda la industria petrolera alrededor del mundo, debido al potencial remanente de hidrocarburos que pueden ser encontrados en estos campos mediante las nuevas tecnologías disponibles hoy en día, pueden ser extraídas, ya que al comienzo de la explotación de pozos no se contaba con tecnología que permitiera estimar la distribución del hidrocarburo. Dentro de la industria petrolera el desarrollo de campos se pueden dividir en dos grandes grupos: Uno es el Desarrollo o Perforación de Pozos y otro el de Ingeniería de Yacimientos, Babadagli, (2007). En el presente trabajo de Tesis nos enfocaremos en los aspectos de ingeniería de yacimientos y se trabajará en la revaluación petrofísica para maximizar su potencial de hidrocarburos.

A nivel mundial se ha propuesto una amplia revisión de las prácticas de manejo de yacimientos para el desarrollo de campos que han tenido una larga vida de producción, estos han sido llamados campos maduros, (Babadagli, 2007), con esta definición de campos maduros y una visión general, se describirán diferentes aspectos del desarrollo de estos. El primer tema abordado es la estimación de las reservas, el cual se centra en la determinación de la cantidad y la ubicación del aceite residual después de la recuperación primaria y de la secundaria en el campo; el análisis de registros y de los datos básicos de producción. Después de valorar el alcance de las reservas de aceite, lo ideal dentro del procedimiento será estudiar las metodologías existentes para ubicar el método óptimo para la recuperación de aceite remanente, dentro de este trabajo no se abordará este tema, solo se señalará la recuperación mejorada, la perforación horizontal, la planeación de la

localización de nuevos pozos, el diseño de inyección de agua o gas, y otras prácticas de optimización de yacimiento. Se analizarán algunos ejemplos de campo alrededor del mundo, donde se han evaluado campos maduros para alargar su vida productiva.

Así mismo, para este caso en particular, se pretende caracterizar y reevaluar el yacimiento, que como se mencionó anteriormente, presenta un historial alto en producción, con la caracterización petrofísica se hará la identificación de intervalos con potencial de almacenamiento de hidrocarburos que representen un objetivo económico, creando una valoración integral donde se puedan valorar e identificar las zonas con potencial de hidrocarburo y el estado físico del campo.

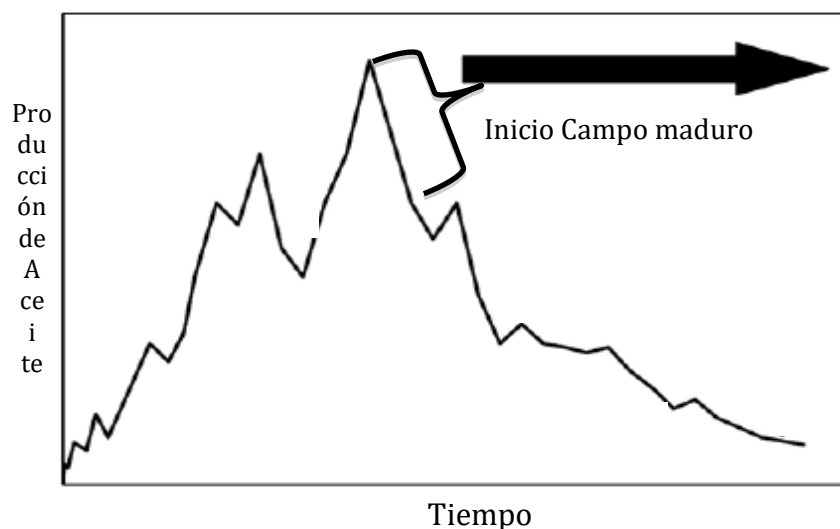


Figura 1. Gráfico de Consideración de Inicio Campo Maduro (Modificado de Babadagli, 2007)

Según la literatura, un campo es considerado maduro cuando ha alcanzado su punto máximo de producción y después de un tiempo dado ésta ha comenzado a disminuir. Para ello pueden pasar muchos o pocos años, dependiendo de las características geológicas del campo, en periodos desde 30 años de historial de producción hasta superar los 100 años, según Halliburton, (2015). Una segunda definición dada por Babadagli en 2007, menciona

que un campo llega a ser considerado maduro cuando ha llegado a su límite económico y ha superado los esfuerzos de recuperación primaria y secundaria. En la Figura 1, se muestra la evolución de un campo de aceite a través del tiempo, y las diferentes etapas por las que atraviesa, las cuales son; inicio de producción, alcance máximo de producción y por último la etapa de decaimiento, cumpliéndose esta última se considera ya como campo maduro.

Introducción

Los registros Geofísicos de Pozo tienen su origen en los años 30, con ellos se puede tener una perspectiva en profundidad de las características físicas del yacimiento, debido a que no es posible estar presente en cada profundidad durante la perforación del pozo, con los registros se pueden hacer mediciones de las características bajo las cuales se formó y se encuentra el hidrocarburo entrampado, las condiciones estructurales que rigen al yacimiento y sus propiedades como la permeabilidad, porosidad, saturación de agua entre muchos otros más.

La generación de volúmenes petrofísicos se lleva a cabo mediante el análisis de registros de pozo, los cuales deben de ser procesados e interpretados, esto se puede realizar con el uso de diferentes programas para el modelado de propiedades petrofísicas, donde es posible visualizar la señal del registro en profundidad, ver las lecturas que presenta el registro y la respuesta del medio a la señal inducida ó la señal inherente del medio en el receptor. A su vez, es posible realizar la identificación e interpretaciones de las señales a través de algunos análisis de las zonas con presencia o no de hidrocarburo en zonas donde se tiene una alta saturación de agua, identificar el tipo de litología presente y tener indicios de algunas características geológicas. Los registros con los que normalmente se cuenta son registros básicos, como lo son; SP (potencial espontáneo), rayos gamma, sónico, neutrón, densidad, resistivos e información general como son la temperatura de formación y la temperatura de fondo.

El análisis de las propiedades petrofísicas ayudan a recrear las condiciones bajo cuales se formaron las rocas e identificar sus propiedades físicas dentro del campo, con las cuales es posible ver la distribución de estas propiedades espacialmente, reconocer y definir los

espesores de los mejores intervalos productores del campo, así como hacer una interpretación estratigráfica de la zona de estudio. Expresando todo lo anterior en un solo elemento como un conjunto de resultados que aportan al análisis del campo y a su entendimiento como un ente geológico que evoluciona y que puede continuar aportando una cantidad importante de hidrocarburos.

Este trabajo de tesis responde al interés por parte del grupo de Trabajo de Petrofísica del Instituto Mexicano del Petróleo, a la búsqueda de técnicas viables para la reevaluación de campos maduros, para estimar su potencial de reservas y su distribución dentro del campo. El Servicio Geológico de Kansas (KGS), presenta el mismo interés, por lo que hace de dominio público mediante su sitio web toda la información utilizada en este trabajo.

Para caracterizar y reevaluar el yacimiento Schaben debido a que cuenta con un historial alto de producción y siendo considerado como un campo maduro, es primordial ubicar intervalos con potencial económico mediante una recaracterización petrofísica, donde se estudia el estado físico del campo y se logra hacer una estimación de sus potenciales reservas, mediante una evaluación integral de yacimiento.

1. Marco Teórico

En este capítulo se mencionaran las características generales a considerar para realizar una evaluación petrofísica, así como algunas de las propiedades y elementos importantes. Para la caracterización de un campo petrolero por medio de petrofísica, es necesario tener una buena densidad de pozos perforados, los cuales deben contar con una serie de registros geofísicos de pozos, los cuales son utilizados para obtener la información del subsuelo por medio de herramientas directas o indirectas, con las cuales se puede conocer las propiedades físicas del subsuelo. Al hablar de herramientas directas se habla de toma de muestras a distintas profundidades (Núcleos), para posteriormente realizarles pruebas en laboratorio y medir algunos parámetros de interés. Por otro lado se tienen mediciones indirectas como lo son resistividad del medio, radioactividad por mencionar algunas propiedades. Cabe mencionar que la primer adquisición de estas propiedades petrofísicas se realizan en el pozo a agujero abierto, esto significa que el pozo está en etapa de perforación, y aun no se encuentra entubado, de esta manera se garantiza una lectura lo más cercana a la realidad, puesto que al no tener aun la tubería la lectura de las propiedades físicas se realiza en contacto directo sobre los intervalos de interés.

Un registro geofísico de pozo, es la representación gráfica “x-y”, donde “x” representa la profundidad del pozo [m o km] y “y” representa los valores de la lectura de la propiedad física registrada dentro del pozos, como lo pueden ser la resistividad, la densidad, la arcillosidad, el tiempo de viaje de una onda acústica, entre muchas otras (CEDIP, 2015).

Las propiedades físicas que son medidas en el pozo son importantes para la caracterización del yacimiento, puesto que con ellas se puede extrapolar información con la que se valorará el yacimiento y se realizará todo un plan de explotación, por ello es importante que la caracterización del yacimiento sea llevada a cabo lo más completa y sean integradas varias disciplinas.

La petrofísica, es la disciplina encargada de caracterizar las propiedades físicas y texturales de las rocas, entre ellas la distribución de los poros, que sirven como depósitos para las acumulaciones de hidrocarburos, y que permiten considerarlas como posibles prospectos para la explotación. También caracteriza los fluidos contenidos en ellas, mediante la integración del entorno geológico, perfiles de pozos, análisis de muestras de roca y sus fluidos, e historial de producción. Mediante la caracterización petrofísica de un yacimiento, se busca calcular con mayor precisión las reservas de hidrocarburos para evaluar la factibilidad económica de un proyecto.

Los parámetros necesarios para llevar a cabo una evaluación de este tipo, considera el cálculo o estimación de: la porosidad, la permeabilidad, la saturación de fluidos (agua e hidrocarburos), el volumen de arcilla, el espesor del yacimiento y su área, la mineralogía de la formación, la movilidad del petróleo y la distribución del tamaño de los granos.

Adicionalmente, se tiene que considerar la geometría del yacimiento, la relación temperatura - presión y la litología, estos parámetros representan algunas de las características más importantes en la evaluación de un yacimiento.

La porosidad (ϕ)

Se define como la relación del volumen de espacio poroso y el volumen neto de roca. La porosidad es un parámetro adimensional y se puede expresar en fracción o por ciento. La

porosidad puede ser un parámetro difícil de cuantificar, ya que el volumen poroso es a menudo una red compleja de espacios de diferentes formas, dimensiones y origen. Como consecuencia de esta complejidad, se pueden considerar diferentes clasificaciones.

La porosidad primaria es la porosidad original preservada en los sedimentos después de la depositación y de la compactación inicial. Es fuertemente dependiente de las características de los sedimentos (tamaño de grano, forma y clasificación) y tiende a decrecer con el tiempo y profundidad del sepultamiento.

La porosidad secundaria se relaciona con los esfuerzos tectónicos que afectaron los sedimentos después del sepultamiento y/o la circulación de aguas subterráneas. Los esfuerzos tectónicos tienden a generar fracturas mientras que la circulación de aguas subterráneas son responsables de la disolución, depositación, recristalización y procesos de dolomitización que afectan la roca del yacimiento (Huerta, 2007).

Saturación de Agua (S_w)

La saturación de agua, es uno de los parámetros más importantes a de terminar en un estudio de yacimiento. Esta se define como la capacidad de almacenamiento de una roca determinado por el espacio poral y la fracción de líquido que lo saturada. Se le puede también definir como el porcentaje de un líquido dado existente en el volumen del espacio de los poros de una roca. (Kobr, 2005)

Arcillosidad

Una arcilla desde el punto de vista petrológico es una roca sedimentaria, en la mayor parte de los casos de origen detrítico, con características bien definidas, que abarca los sedimentos con un tamaño de grano inferior a 2 mm. Las arcillas son constituyentes

esenciales de gran parte de los suelos y sedimentos debido a que son, en su mayor parte, productos finales de la meteorización de los silicatos que, formados a mayores presiones y temperaturas, en el medio exógeno se hidrolizan. En una formación el índice de arcillosidad indica que tan limpia o sucia esta una formación, esto indica que tanta arcilla está contenida en una formación constituida por areniscas.

La presencia de arcillosidad en la roca-yacimiento es un factor altamente perturbador en la evaluación de formaciones, dado que complica la estimación del volumen de hidrocarburos en sitio y afecta la habilidad del yacimiento de producir tales hidrocarburos. La mayoría de las formaciones contienen un porcentaje de arcillas y/o de lutita, y uno de sus efectos principales es la disminución de la porosidad efectiva de la roca, además de alterar la saturación de los fluidos.

Permeabilidad (k)

La permeabilidad está definida como la propiedad que posee una roca para permitir que los fluidos se muevan a través de sus poros intercomunicados. Si los poros no están conectados entre sí, no existe permeabilidad; por lo que se entiende que existe una relación bastante estrecha entre la permeabilidad de un medio y la porosidad efectiva.

La permeabilidad se ve afectada por la presión de sobrecarga; el tamaño, acomodo y forma de los granos; la distribución de los mismos de acuerdo con el tamaño y el grado de cementación y consolidación de la roca que lo posee.

Las propiedades mencionadas en este capítulo, serán la base para los siguientes análisis, a continuación se mencionará la metodología que se siguió para llevar a cabo este trabajo.

2. Metodología del trabajo de tesis

En este capítulo se abordará la metodología que se siguió para desarrollar el presente trabajo de tesis. La Figura 2., muestra el diagrama de flujo de trabajo que se siguió a lo largo del desarrollo de esta tesis, en él se describen los pasos de manera general, sin hacer hincapié en la metodología específica para el análisis de cada uno de ellos.

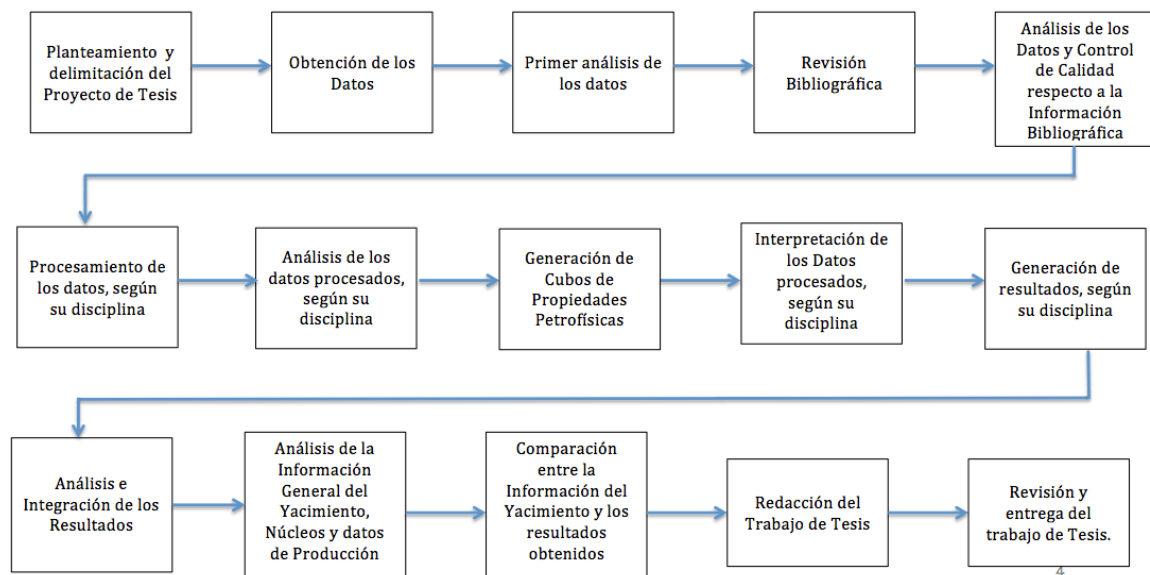


Figura 2. Esquema del Flujo de trabajo.

Los pasos que se siguieron para la elaboración de este trabajo, fueron:

Paso 1: Planteamiento y delimitación del Proyecto de Tesis.

Paso 2: Se analizó la base de datos de KGS de tal manera que se discriminó información tomando la mejor para acometer los objetivos de nuestro interés, al analizar la información se cuida que los datos que se están tomando sean los más completos, es decir que cuenten con el mínimo número de registros geofísicos útiles para el proyecto y que estos a su vez

cuenten con toda la información necesaria para poder hacer la interpretación, como son la temperatura de formación, la temperatura de fondo, escala a la cual fueron adquiridos los registros, registros de SP (potencial espontáneo), Rayos gamma, Sónico, Neutrón, Densidad y Resistivos.

El análisis y el control de calidad de los datos, es sumamente importante ya que se podrá controlar la calidad de la información, de igual manera se podrá tener un mejor manejo de la Petrofísica para poder crear los cubos de propiedades.

Paso 3: Procesamiento mediante software de análisis e interpretación petrofísica, en él se realizan y generaran las curvas de corte de agua, permeabilidad, porosidad y se zonificaron las zonas con mayor potencial de hidrocarburo, este análisis fue bastante exhaustivo ya que fue realizada de manera individual para cada uno de los veintiún pozo utilizados para este estudio.

El objetivo de analizar y procesar la información de manera independientemente, es para garantizar un buen manejo de los modelos petrofísicos empleados, de tal manera que se pueda garantizar que la información fue tratada y procesada de manera individual, considerándose cada uno de estos elementos independientes de un entorno con características semejantes.

Paso 4: Mediante el software de Geostatistical Modeling Software (SGeMS) de la universidad de Stanford, se realizó el análisis geoestadístico: en esta sección se trabajó con la información previamente obtenida en el apartado del paso 2, al realizar un análisis de estadística para generar los cubos se pretende estimar las propiedades petrofísicas dentro del campo, de tal manera que se observe la distribución espacial de estas propiedades.

Paso 5:, Una vez teniendo los cubos y la información se pasó a la interpretación, donde se pretendió recrear las condiciones petrofísicas del campo y la distribución de estas propiedades.

Contando con toda la información ya procesada, analizada, interpretada y expresada en un solo elemento se pudo generar un conjunto de resultados que aportaron a la interpretación del campo y a su entendimiento, como un ente geológico que evoluciona y que puede continuar aportando una cantidad importante de recursos de hidrocarburos.

Habiendo descrito la metodología general que se siguió a lo largo del trabajo y habiendo también ya descrito los parámetros a considerar, en el siguiente capítulo, se mencionaran algunos de los estudios mas relevantes que se han realizado en la zona de interés a este proyecto.

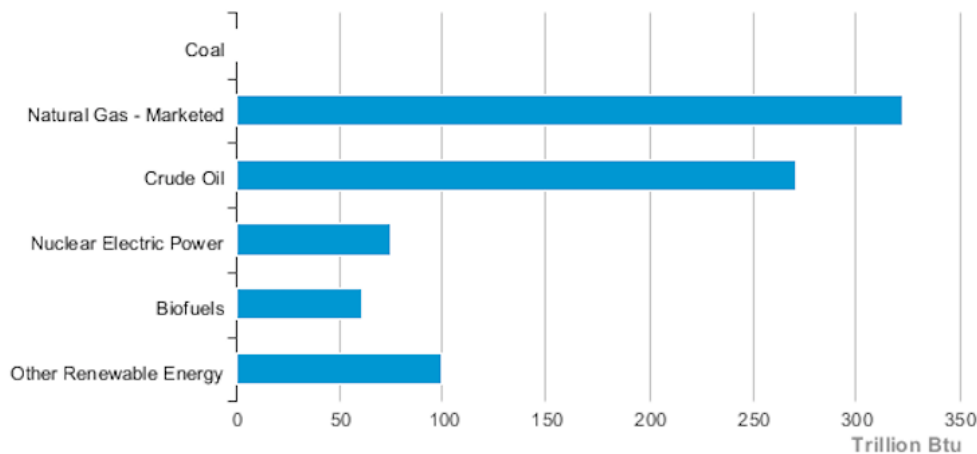
3. Antecedentes de la Zona de Estudio

En este capítulo se mencionan algunos de los estudios realizados en la zona de interés para este trabajo, lo cual ayudará para enriquecer el análisis y el conocimiento de esta zona.

A lo largo de la historia, los campos petroleros a nivel mundial han representado la mayor fuente de recurso energético, por lo que es posible encontrar campos muy viejos desde mediados de 1800, este recurso energético es cada vez más difícil de localizar, según la Administración de la Información de Energía de los Estados Unidos, EIA, por sus siglas en Inglés. Las reservas petroleras mundiales calculadas para el año 2014 oscilan alrededor de 1,655,561.00 miles de millones de Barriles (EIA, 2015), por lo que se puede interpretar que el recurso aún es abundante pero cada vez es más difícil de encontrar y de extraer, debido a las condiciones geológicas bajo las cuales se encuentra confinado.

La EIA, en 2013, publicó gráfica estadística de la producción del estado de Kansas, la cual se observa en la Figura 3, siendo este un estado importante en cuanto a la producción de recursos energéticos, ya que presenta una alta producción de Gas Natural y Aceite, representando una gran parte de su Producto Interno Bruto del estado.

Estimación de Producción de Energías del Estado de Kansas, 2013



Source: Energy Information Administration, State Energy Data System

Figura 3. Producción del Estado de Kansas en 2013. En el eje “x” se observa la cantidad de energía producida en Btu y en “y” se encuentra el recurso energético (Tomado de Information Administration, EIA, 2015)

La industria petrolera es un importante contribuyente a la economía del estado de Kansas. Más de 50,000 pozos han sido perforados dentro del estado en la búsqueda de petróleo y gas, y se han producido más de 6 mil millones de barriles de petróleo, con un estimado de 11 mil millones de barriles de petróleo en reservas.

El estado de Kansas presenta una historia de producción desde mediados de 1800, por lo que se puede considerar un campo maduro (Skelton, 2006)

Un campo, es considerado maduro, cuando ha alcanzado su punto máximo de producción y después de un tiempo, su producción ha comenzado a disminuir. Para ello pueden pasar muchos o pocos años, dependiendo de las características geológicas del campo y del plan de producción que se haya seguido. (Halliburton, 2015)

En la Figura 4, se observa el yacimiento perteneciente al Campo Schaben, el cual se ubica en el estado de Kansas Estados Unidos, y comprende tres formaciones geológicas y

productoras las cuales son: Marmaton, Cherokee y Mississippico. El campo cuenta con 90 pozos dentro de los cuales se registran pozos activos y abandonados.

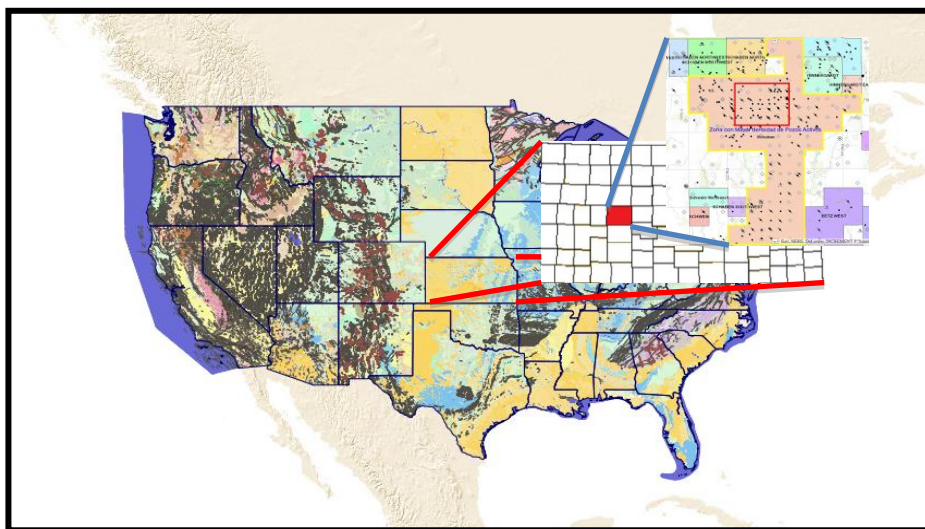


Figura 4. Localización del Campo Schaben, Kansas, Estados Unidos.

Una caracterización petrofísica, nos permitirá estudiar las propiedades petrofísicas de las rocas y su relación con los fluidos, este tipo de caracterización nos permite conocer algunos parámetros que son de interés para la industria petrolera a la hora de hacer una caracterización del yacimiento, como lo son la porosidad, saturación de agua, arcillosidad, permeabilidad, espesores de interés, etc.

Con la información obtenida de la evaluación petrofísica, es posible construir un esquema a profundidad de la distribución de las propiedades petrofísicas del subsuelo, a partir del cual se puede extrapolar información para poder caracterizar al yacimiento como un ente constituido por un gran abanico de elementos, así poder estudiar y comprender las condiciones bajo las cuales será posible sacarle el mayor provecho a un yacimiento petrolero.

Para realizar el presente trabajo de tesis, se cuenta con la información petrofísica de registros geofísicos de pozos, adquirida a lo largo del tiempo por el Kansas Geological

Survey, KGS. La información bibliográfica que se consultó fue adquirida de la página del Servicio Geológico de Kansas (KGS, 2015) y de artículos de investigación. El campo Schaben se ha desarrollado desde mediados de los noventa, por lo que se cuenta con algunos datos de núcleos, a su vez se cuenta con históricos de los datos de producción y con un gran número de información de registros de pozos.

3.1 Estudios y Casos Particulares del Campo Schaben

Se analizaron tres casos de estudios del campo Schaben, en primer lugar el trabajo de Carr, T. et al, de 1998, llamado “Willhite, Improved oil recovery in Mississippian carbonate reservoirs of Kansas, Near Term-Class 2 annual report”, posteriormente el trabajo de Montgomery, S. del 2000 llamado “Schaben Field, Kansas: Improving Performance in a Mississippian Shallow-Shelf Carbonate, y por último el estudio realizado por Bhattacharya S. et al. del 2005 “Integrated core-log petrofacies analysis in the construction of a reservoir geomodel: A case study of a mature Mississippian carbonate reservoir using limited data”. Los cuáles serán discutidos y analizados más adelante.

El trabajo realizado por Carr, T. et al de 1998, fue un informe anual en el cual se describe el progreso durante el segundo año del proyecto de mejoramiento de la recuperación de petróleo en el Yacimiento perteneciente al Mississippense, dentro de un embalse carbonatado, este proyecto fue financiado por el Departamento del Gobierno Norteamericano, donde los objetivos del programa eran mejorar el rendimiento energético de los yacimientos de campos petroleros maduros ubicados a poca profundidad, perteneciente a yacimientos carbonatados. El objetivo del proyecto fue el desarrollo y descripción del depósito y la aplicación de tecnologías rentables para extender la vida económica de los yacimientos maduros en Kansas. Como parte del proyecto se

desarrollaron, se modificaron y se demostraron varias herramientas y técnicas para la descripción del yacimiento y la gestión. Estos incluyen: 1) un nuevo enfoque para la visualización del subsuelo utilizando registros eléctricos; 2) software de bajo costo, fácil de usar para el análisis de registros y manejo de hoja de cálculo y 3) una extensión del programa de ordenador BOAST-3 para el campo completo de simulación de yacimientos.

El proyecto de Kansas Clase 2, fue un esfuerzo gubernamental para tratar de introducir a las pequeñas compañías productoras de hidrocarburos en Kansas a las tecnologías potencialmente útiles y demostrar estas tecnologías en las operaciones de campo de petróleo reales. Adaptando la tecnología específicamente a la escala necesaria para las operadoras de los campos en Kansas. La mayoría de la producción de Kansas está operada por pequeños productores independientes que no cuentan con recursos para desarrollar y probar tecnologías avanzadas. El acceso a las nuevas tecnologías es importante para el mantenimiento de la producción y el aumento de la viabilidad. Un énfasis importante del proyecto es la colaboración de científicos universitarios e ingenieros con los productores independientes y empresas de servicios que operan en Kansas para acelerar la adaptación y la evaluación de las nuevas tecnologías. Se realizó un amplio esfuerzo de transferencia de tecnología para informar a otros operadores de los resultados del proyecto. Además de los métodos tradicionales de transferencia de tecnología (por ejemplo, informes, el comercio, profesionales y publicaciones técnicas, talleres, y seminarios), una base de datos de dominio público y el paquete de visualización computarizada están disponibles a través de Internet. El objetivo de este estudio fue proporcionar acceso a los datos y dar un acercamiento de la tecnología existente a los productores independientes y así, promover la inversión en estudios que ayuden a maximizar la producción energética de la región.

El público objetivo incluye a otros operadores en el área de demostración, operadores de otros yacimientos en dolomita en discordancia del Mississippi en Kansas, operadores de análogos yacimientos carbonatados de plataforma poco profunda en el centro del país, y personal técnico involucrado en el desarrollo y gestión de yacimientos.

En el artículo de Montgomery, S. del 2000, menciona que se desarrolló por intereses de varias dependencias gubernamentales y de investigación como la Universidad de Kansas, el Servicio Geológico de Kansas, el Departamento de Energía (DOE), y la industria privada Ritchie Exploration INC. Con el fin de hacer una caracterización integral del yacimiento, debido a que el yacimiento Schaben, se encuentra en manos de pequeñas compañías y son ellos quien lo administran y por ende sus recursos son algo limitados para mantener estudios de la evolución del campo y así realizar una óptima explotación. Por lo tanto estas entidades unieron esfuerzos y recursos para poder hacer el estudio en el que se hace un recuento de las características geológicas, petrofísicas y de yacimiento que dominan el campo sus principales aportes a la industria petrolera del estado de Kansas, ya que este es un importante productor de hidrocarburo para el país Norteamericano. El estudio muestra los resultados de los trabajos que se han llevado a cabo para evaluar la zona, donde se busca mejorar la producción y la caracterización de los yacimientos que lo componen. Logrando definir los límites de estos yacimientos, su heterogeneidad, sus condiciones estructurales y la relación de estas características con la geología del lugar y del medio circundante. (Scott. Et al. 2000)

Según los reportes realizados por Bhattacharya en 2005, la importancia para la industria petrolera del estado de Kansas, es alta, debido a que los productores independientes forman un componente significativo de la industria petrolera del estado, la perforación de pozos por

parte de las pequeñas compañías representan el 90% de la población total (IPAA, 2005) en los Estados Unidos. Estos pozos producen entre el 65% y el 85% (Gratton, 2005) de la producción nacional de petróleo y gas natural, respectivamente, en los 48 estados del país y estas pequeñas compañías operan el 77% de los pozos perforados en el Golfo federal de aguas de México en el año 2000 (PTCC, 2002).

En el periodo Carbonífero, se encuentra la época Mississippico, siendo este el yacimiento principal en explotación para el estado de Kansas, el cual está carbonatado y representa casi el 17% de los 6000 millones bbl (≈ 954 millones de m^3) (Carr, T, 1997), de petróleo producido en Kansas a partir de 2003. Con la disminución de la producción en otros yacimientos la contribución de los embalses del Mississippiano a la producción petrolera del Estado ha aumentado un 33% durante la última década. La producción del yacimiento del Mississippiano se distribuye en un gran número de campos administrados por pequeñas y medianas empresas que son operados principalmente por productores independientes (90% tiene menos de 20 empleados), con recursos limitados Bhattacharya, (2005). donde la falta de estudios de caracterización integrados se opone a la maximización de la recuperación de hidrocarburos.

El estudio realizado por Bhattacharya. S. en 2005 o utiliza técnicas de integración y aprovechamiento de los datos existentes del yacimiento carbonatado del Mississippiano en Kansas. Los datos disponibles incluyen petrofísica, limitado número de núcleos, y el historial de producción de cada pozo analizado. Un conjunto de información de la cual se supusieron algunos valores de diferentes parámetros como la porosidad, niveles y saturaciones iniciales, de los núcleos de diferentes tipos y edades, para construir un geomodelo. Careciendo de registro PVT, se utilizó una técnica iterativa para calcular las

presiones, basada en formulaciones de balance de materiales, y se utilizó para estimar la media de la disminución de la presión en el yacimiento a la presión que hacía juego con los datos de prueba DST disponibles.

El objetivo de la publicación de Bhattacharya de 2005, fue adaptar la tecnología existente para aplicarla en el centro del país y demostrar las ventajas de ésta mediante el incremento de la recuperación del hidrocarburo. Como parte del esfuerzo, se utilizaron técnicas de bajo costo para analizar la geología, la petrofísica, así como algunos otros datos de ingeniería de yacimiento. En el campo Schaben, los registros petrofísicos disponibles son de todo tipo, algunos de ellos muy viejos, que denotan la edad del yacimiento. (Bhattacharya, 2005).

Después de analizar y estudiar estos tres casos, se concluye que el campo Schaben es un campo importante para la industria petrolera norteamericana, ya que aporta gran cantidad de hidrocarburo a las reservas nacionales. Pero al encontrarse bajo la administración de pequeñas compañías, las cuales no son capaces de realizar estudios del estado geológico y mecánico del yacimiento, con regularidad, es necesario intervenir y estimular a las compañías a que inviertan recursos para realizar estos estudios, de tal manera que el yacimiento a pesar de tener una larga vida de explotación continúe siendo capaz de producir hidrocarburo, optimizando el recurso de la manera más eficiente.

En este capítulo se logró comprender la importancia que tiene el estado de Kansas, dentro de la economía de EU, a través de todos los estudios analizados y los nuevos retos que se pueden presentar en el futuro para seguir con la extracción de hidrocarburos en zonas con alto historial de producción. A continuación se vera la geología general y local del estado de Kansas y del campo Schaben.

4. Geología

En este capítulo se abordará la geología desde lo general, partiendo de la geología del país como se observa en la Figura 5, hasta lo particular siendo esta la geología local del campo Schaben, como se observa en la Figura 6.

La Geología actual en la región central de los Estados Unidos, se encuentra básicamente formada sobre Laurentia, el cual fue un antiguo continente que en el presente forma parte del cratón de Norteamérica. Laurentia debe su existencia a una red de cinturones orogénicos de la Era Paleoproterozoica. Pequeños microcontinentes e islas oceánicas se le unieron y juntos formaron el cratón estable que vemos hoy.

Las rocas metamórficas y cratónicas son rocas ígneas, mientras que el recubrimiento de rocas sedimentarias están compuestas principalmente por calizas, areniscas y pizarras (metamórficas) depositadas hace 650 a 290 millones de años.

Las rocas metamórficas e ígneas son las rocas que conforman el basamento, posterior a ellas se tiene la presencia de rocas sedimentarias más jóvenes que fueron depositados en la parte superior de este complejo en un entorno de aguas marinas y fluviales tranquilas. Durante gran parte del tiempo del Mississippiano, el cratón era el sitio de una extensa plataforma carbonatada marina en la que fueron depositadas principalmente calizas, dolomías y algunas evaporitas, (Merriam 1963).

Esta plataforma se extendía desde los Apalaches o Mississippi Valley hasta la Gran Cuenca del valle. El cratón estaba cubierto por depósitos epicontinentales poco profundos que tienen una profundidad máxima de sólo unos 60 metros en el borde de la plataforma.

Durante el Cretácico, el mar interior que se había formado inundó todo el oeste de la región, por lo que corría desde Golfo de México hasta el Océano Ártico, dividiendo América del Norte en las masas de tierra oriental y occidental. Las cadenas montañosas al irse levantando, estas erosionaron los bordes de la cuenca, por lo que su litología (arenas) se encuentra hoy en día en toda la zona, (Jewett, 1959).

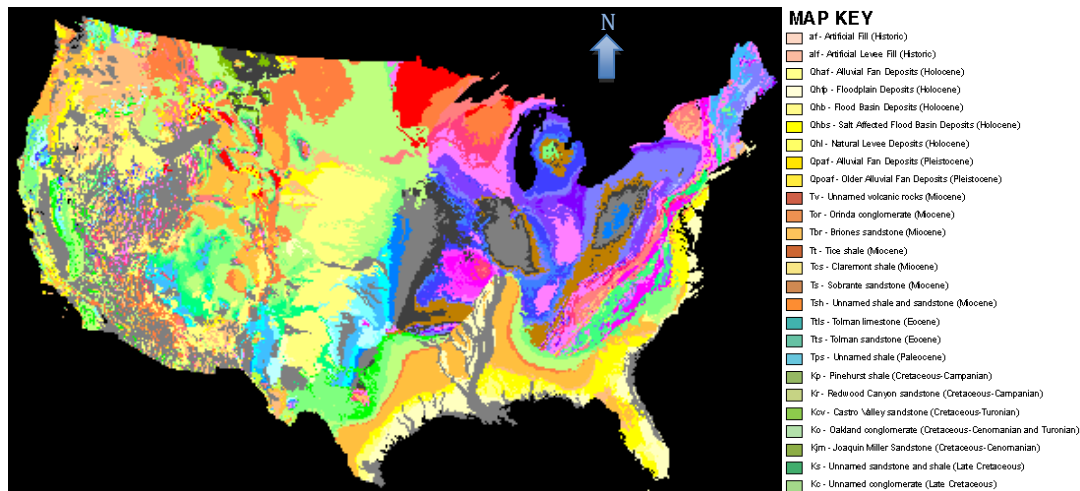


Figura 5. Mapa geológico de los Estados Unidos, USGS, 2017

Estratigrafía

El estado de Kansas se subdivide en cinco cuencas como se observa en la Figura 6.a , en la parte occidental se encuentra la cuenca de Anadarko en la que se encuentra a Bahía de Hugoton con una profundidad de alrededor de 12 190 metros, separada de la cuenca de la Salina por el levantamiento central de Kansas. La cuenta de la Salina se encuentra separada de la cuenca de Ciudad Forestal por el levantamiento Nemaha, que es un complejo plegamiento y a su vez también separa a la Salina con la cuenca Cherokee y la cuenca Sedgwick, (Merriam 1963).

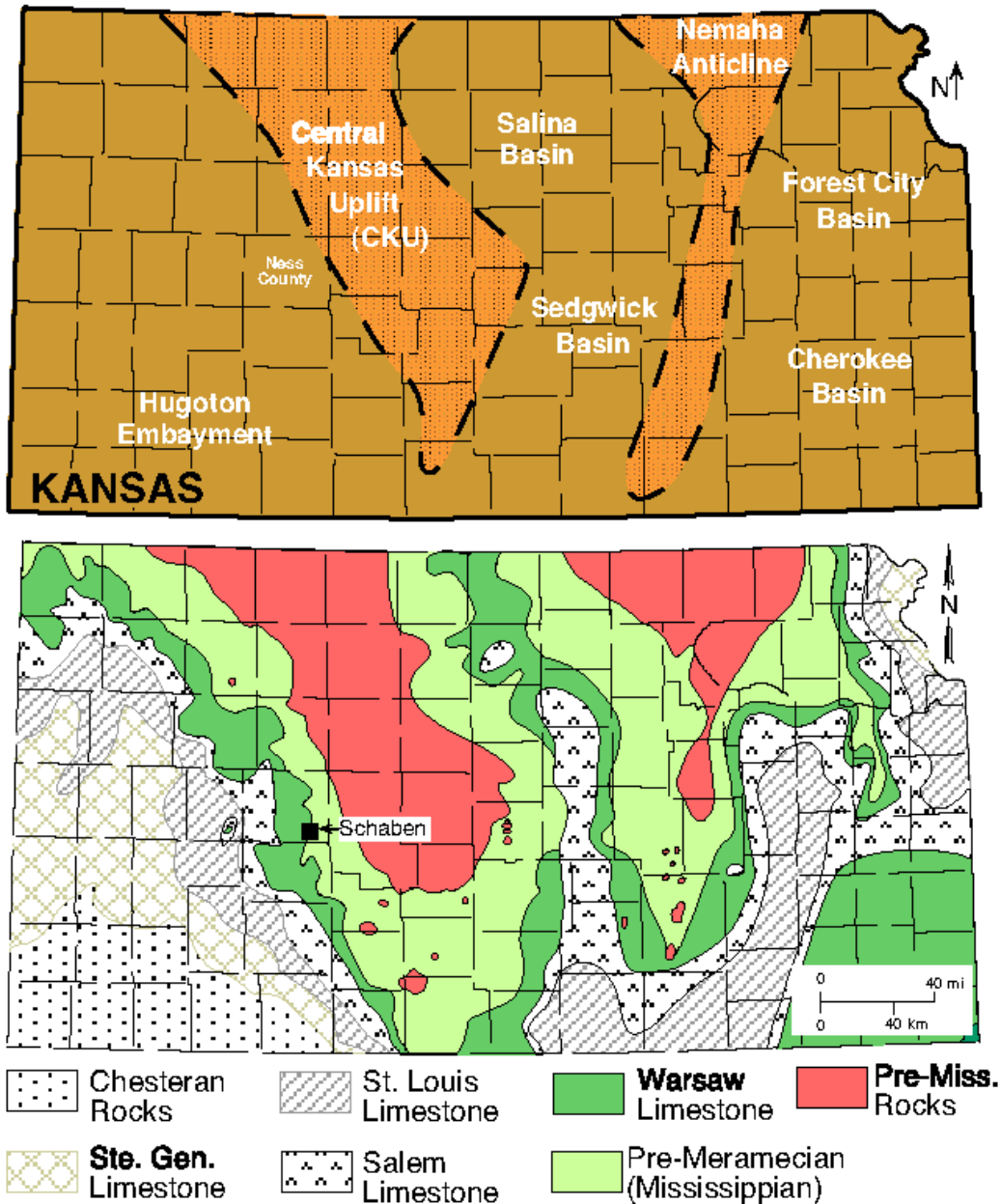


Figura 6. (a) Mapa de las diferentes cuencas dentro del área de estudio, así como la litología predominante y su distribución (b). (Kansas Geological Survey: KGS,

En general las capas sedimentarias de las que está compuesta Kansas son delgadas, en comparación con cuencas más profundas. El espesor de ellas dentro de la Bahía Hugoton oscila entre los 3 km. Descartando las áreas geosinclinales, ya que la conforman sucesiones de capas sedimentarias delgadas subhorizontales y en algunos casos inclinaciones (Merriam 1963).

En la Figura 6.b se observa la predominancia de caliza, anhidrita, bentonita y ceniza volcánica esta muy presente en áreas extensas, los cuales son excelentes marcadores de horizontes de tiempo, (Merriam 1963). Como se observa en la Figura 7. sección Norte – Sur dentro del campo Schaben, denota los distintos relieves y distribuciones de los espesores de las distintas unidades presentes.

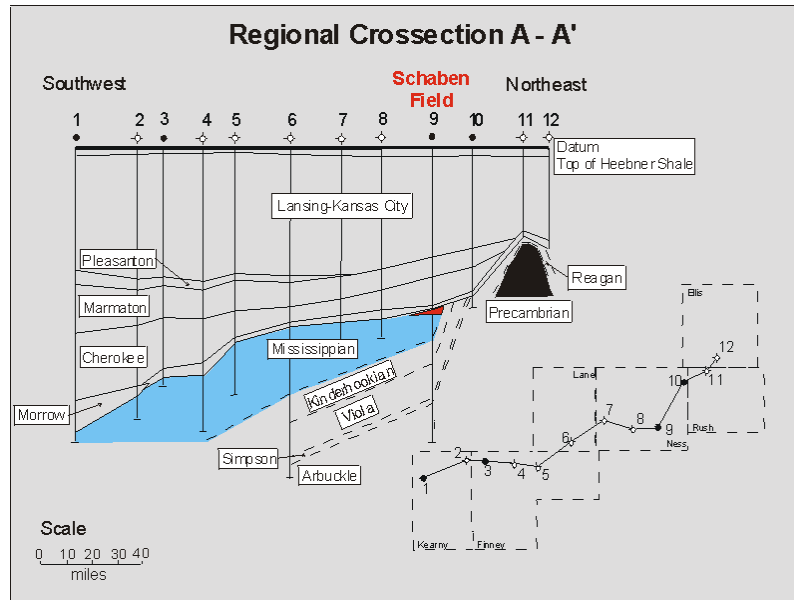


Figura 7. Sección regional Norte-Sur donde se observa la relación entre la roca del Mississippiano y la roca mas antigua de la inconformidad del pre-Pensilvanico. La sección cruza el condado del Ness, sobre el campo Schaben, como se observa en el recuadro punteado de la esquina inferior derecha. Modificado de Goebel and Merriam (1957).

Fisiografía

El relieve de Kansas fue formado por periodos alternantes de depósito y erosión. Este relieve se divide en 11 regiones, que se muestran en la Figura 8 que conforman la fisiografía local. Cada región es diferente y están determinadas por la geología y otros factores tales como el clima, vegetación y relieve.

El altiplano, es una zona de grandes extensiones de llanura abierta y suaves colinas, que estuvieron alguna vez cubiertas por praderas; esta región estuvo cubierta por numerosos ríos. Cuando las montañas rocosas se formaron hace millones de años, los sedimentos

fueron transportados por los ríos de las montañas; parte de la arena suelta y grava fue naturalmente cementada para formar rocas porosas y permeables. (Merriam, 1963)

Mapa de la Fisiografía General del Estado de Kansas

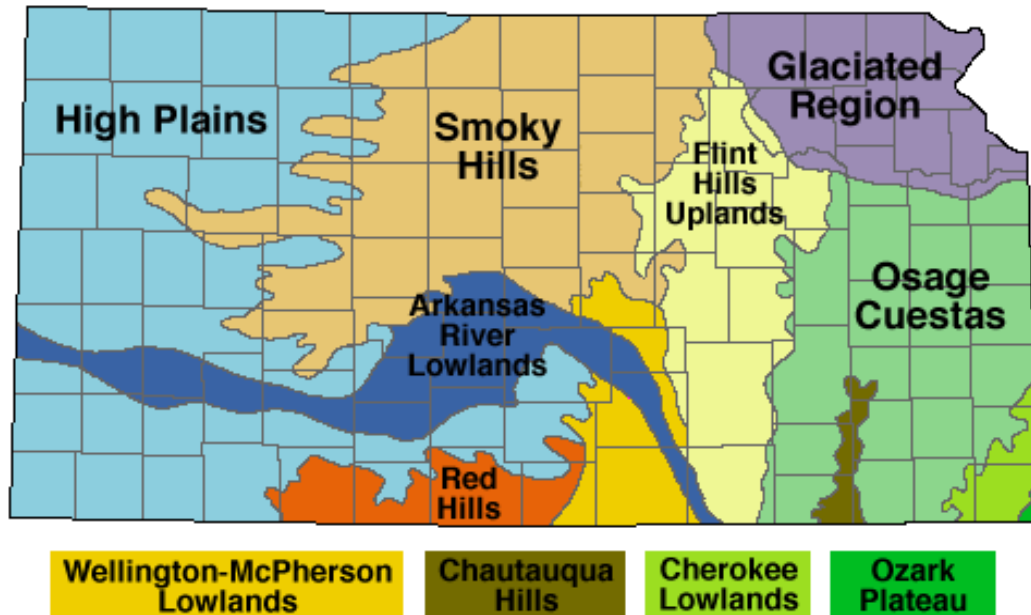


Figura 8. Regiones fisiográficas del estado de Kansas (Tomado de Kansas Geological Survey)

Sin embargo no toda la arena y grava fue compactada o cementada. Capas de arena y grava no cementada se encuentran en el subsuelo al oeste de Kansas. Estas capas componen la Formación Ogallala. Cuando llueve en el altiplano, el agua se filtra en el suelo y se almacena en dicha Formación.

Los sistemas fluviales, están compuestos por depósitos aluviales, que a su vez consisten principalmente de sedimentos no consolidados de arena y grava, asociados a ceniza volcánica; llanuras aluviales subyacentes y superficies de terraza. Localmente algunos estratos se encuentran cementados con carbonato de calcio parecidos a los que conforman la Formación Ogallala, dicha Formación se compone de planicies de marga y estratos de magnesio (Merriam, 1963).

4.1. Geología Regional del estado de Kansas.

El estado de Kansas se encuentra en la región central de los Estados Unidos, el cual se encuentra sobre el Craton Superior, en el norte del continente americano, este craton configura el basamento para la región Sureste y Centro de los Estados Unidos. La mayoría de las rocas sedimentarias que conforman a este estado son de origen marino, asociadas a transgresiones y levantamientos, presentando el depósito de mayor espesor durante el Período Misisipico (Jewett, 1959 y Merriam 1963).

Las inconformidades estratigráficas fueron ocasionadas por trampas geométricas, debido a truncamientos discontinuos en superficies de erosión, sobre alteraciones diagenéticas; esto contribuyó a la mayor acumulación de petróleo de la que se tiene registro.

El estado de Kansas se caracteriza por extensas cuencas y domos que cubren grandes extensiones de superficie. Con la presencia de prominentes levantamientos así como subsidencias, que son representativas del Eón Fanerozoico, manifestando periodos de deformación gradual, con presencia de inconformidades. (Merriam, 1963)

Los principales rasgos estructurales se observan en el mapa de la Figura 9 y algunos de ellos son: el levantamiento de Nemaha, el Arco de Cambridge, el levantamiento central de Kansas y el Anticlinal de Pratt; todos ellos representan el Pensilvanico Inferior. (Jewett, 1959)

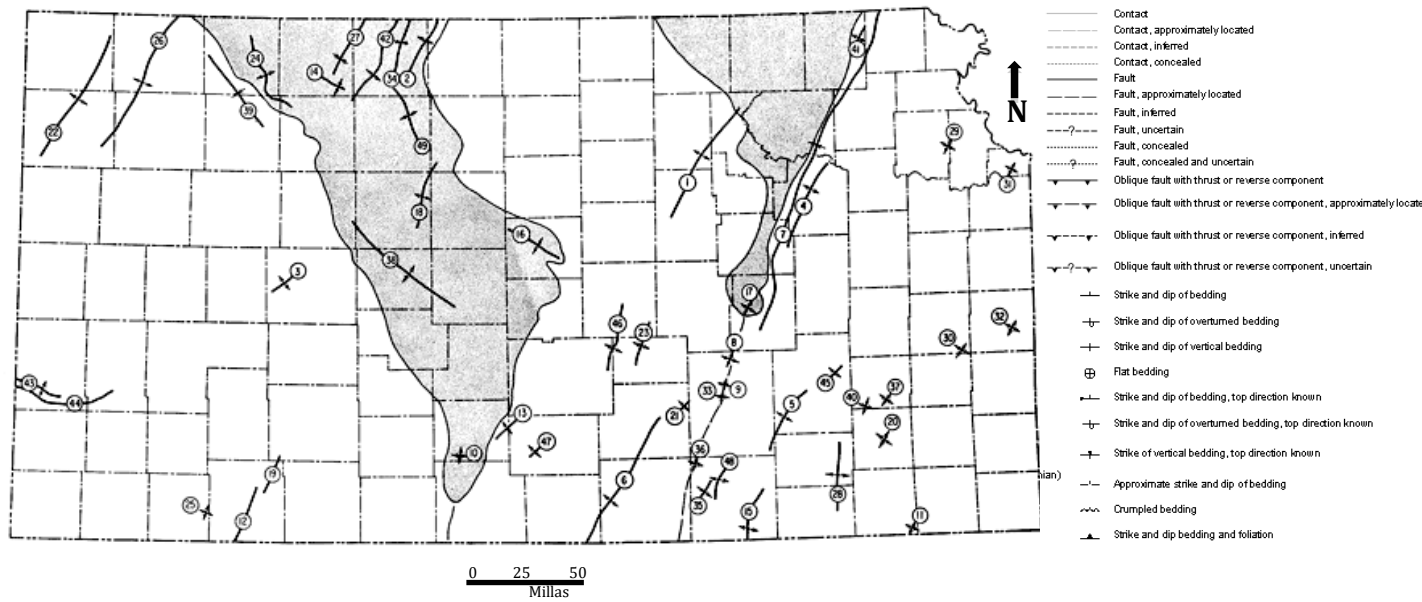


Figura 9. Principales Rasgos Estructurales de Kansas, indica los rasgos mas representativos y su distribución a lo largo del Estado (Merriam, 1963).

Era Paleozoica

Los depósitos durante el Misisipico se vieron afectados por procesos de levantamientos y de subsidencias debido a la distribución presente de los estratos, dándole así la configuración necesaria para tener presente la rocas generadora.

La distribución de las capas por debajo de la discordancia del Pensilvánico se encuentra alterada por los diferentes periodos de levantamiento y subsidencia. Por lo que, es posible distinguir entre las rocas que se encuentran por debajo de la discordancia y por arriba de ellas; los estratos por debajo de la discordancia se pueden a su vez subdividir en base a las transgresiones que sufrió el cratón. (Jewett, 1959)

El Carbonífero - Pérmico, ubicado por encima de la discordancia del Misisipico - Pensilvánico presenta una depositación consecuente de transgresiones marinas posteriores; estos estratos, a diferencia de los anteriores en el Paleozoico, consisten en la alternancia de

capas delgadas, en las que se hallan sucesiones de pizarra, arenisca y caliza, las cuales tipifican la deposición de ciclotemas. (Jewett, 1959)

El Período Pensilvánico Inferior y Medio, correspondientes a las Formaciones Morrowan y Cherokee compuesta en su mayoría por lutitas y areniscas con abundancia de caliza.

Las rocas sedimentarias de Morrowan fueron originadas cuando los sedimentos cubrieron la discordancia del Pensilvánico Inferior al aumentar el nivel del mar; estando limitados al suroeste de Kansas cerca de la cuenca Anadarko.

El Pensilvánico Medio y Superior en conjunto con el Pérmico Inferior son sucesiones de calizas y esquistos; donde el depósito de evaporitas llegó a ser significativo en el Pérmico Superior.

Las calizas y dolomías presentes son indicativos de un ambiente de alta energía, caracterizado por sedimentos depositados de una superficie de máxima transgresión y antes de un límite de secuencia. La sedimentación se vio interrumpida esporádicamente por descensos del nivel del mar, provocando alteración en los estratos de carbonatos, (Jewett, 1959).

Los distintos ambientes depositacionales y las litofacies resultantes, así como la diagénesis temprana de las rocas carbonatadas son factores de gran importancia, los cuales afectan la distribución de los yacimientos de petróleo.

Rocas Paleozoicas

La parte oriental del estado de Kansas presenta en sus rocas del Paleozoico grandes producciones de agua subterránea, mientras que la roca del este y oeste del estado de Kansas se ha caracterizado por la producción de petróleo, de gas y algunos otros minerales

como plomo, zinc, carbón, sal, yeso, caliza, piedra para construcción, germanio, fosfatos, uranio, asfalto, (Merriam 1963).

Aunque toda la Era del Paleozoico está presente en la geología del estado de Kansas, muchas de las secuencias estratigráficas se encuentran ausentes o incompletas y se encuentran discordantes con depósitos del Mesozoico y Cenozoico, expuestos en la superficie.

Las rocas constituyentes de la época pre-Pensilvánica que aún se conservan, son principalmente sedimentos marinos que consisten en caliza y dolomita, y en menores concentraciones lutitas y areniscas, (Merriam 1963).

Las rocas pérmicas se limitan a cuatro quintas partes del oeste del estado, mientras que las del Pensilvánico tienen una distribución prácticamente en todo el estado, al noreste se encuentran cubiertas por depósitos glaciares.

Tanto las unidades del Pérmico como las del Carbonífero Superior –Pensilvánico– consisten principalmente en capas delgadas que alternan depósitos marinos y no marinos, entre ellos sal, yeso, carbón, lutita y areniscas de canal; las cuales cubren gran parte del estado, exceptuando las secuencias carbonatadas que constituyen los levantamientos del Misisipico, (Merriam 1963).

Para los periodos Silúrico-Devónico, las rocas abarcan la parte central-norte y el noroeste del estado, les corresponde un espesor mucho menor que el que le concierne a las rocas Cámbrico-Ordovícicas, éstas últimas sobreyacen en la mayoría de las rocas precámbricas, excepto en las partes altas de los levantamientos, que por efectos de erosión ya no se encuentran presentes, (Merriam 1963).

Las discontinuidades así como las discordancias en el estado son comunes y numerosas, algunas de las discontinuidades más importantes se producen entre depósitos del Mesozoico - Paleozoico, Pensilvánico - Misisípico, Misisípico - Devónico y Paleozoico – Precámbrico. Las discordancias deben su abundancia debido a las condiciones que controlaban la sedimentación, por lo que es posible observar al final de esta era, variaciones tanto de depósito como de carácter estructural.

Rocas Mesozoicas

Las rocas pertenecientes a esta era, se distinguen por tener una amplia riqueza mineral ya que es posible encontrar arcilla, carbón lignítico, aceite de esquisto, arena de vidrio, bentonita, vanadio en arcillas, material de construcción, tiza y a su vez grandes volúmenes tanto de petróleo como de gas, (Merriam 1963).

Dichas rocas pertenecen a los sistemas Triásico, Jurásico y Cretácico. Para el Triásico las rocas presentes son Morton, Staton y Hamilton que se encuentran en la parte suroeste. Para Morton los hechos rojos se encuentran aflorando con un espesor aproximado de 40 m, el cual ha sido correlacionado con otro grupo de edad triásica en Texas y Oklahoma. En el Jurásico se tiene a la Formación Morrison, distribuida desde el noroeste hasta el oeste en una línea trazada desde el condado Smith hasta Morton. Las rocas del Cretácico Inferiores y Superior cubren la mitad de las tierras áridas que constituyen el estado, expuestos principalmente en Clark, Comanche, Barber y Gulfian.

Las rocas mesozoicas, en su mayoría provenientes de depósitos marinos que consisten en pizarra, areniscas, caliza, tiza, incluyendo arenisca y arcilla no marina, así como pequeñas

cantidades de carbón lignítico, bentonita, cuarzo y anhidrita, con presencia de megafósiles y microfósiles en estratos marinos, (Merriam 1963).

Las lutitas, areniscas y tizas del Cretácico son las unidades con mayor potencial petrolero a explotar después de las antes mencionadas. Estas se encuentran separadas del Pérmico por una discordancia regional.

4.2. Geología Local del condado de Ness

Ubicación de la zona de estudio

El campo Schaben se localiza en la región media del oeste de Estados Unidos, en el condado de Ness, como se observa en la Figura 10. El condado Ness forma parte del territorio del estado de Kansas, siendo uno de los 105 condados de éste, localizado en el área oeste al centro de Kansas con una extensión de aproximadamente 2,797.2 km².

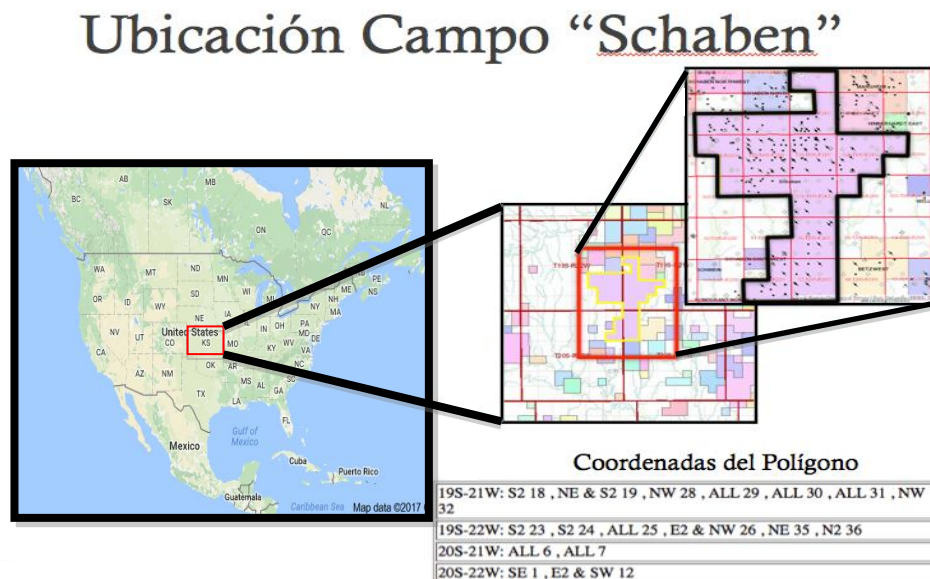


Figura 10. Ubicación del campo Schaben

El condado de Ness se encuentra al límite del este de las Planicies Altas y en la parte sur de las Colinas Azules (Blue Hills). La cubierta de Ogallala divide las formas de las corrientes

más largas y el margen al este de las Planicies Altas, las tierras altas formadas por la caliza de Greenhorn y la arcilla inferior Carlile en el este del condado de Ness. (Moss, 1932)

Topografía

El relieve terrestre dentro del condado tiene un promedio total aproximadamente de 180 m de altura local. El punto más alto del relieve se encuentra al este de la ciudad de Utica, ubicada en el condado Ness, sobre la división entre el Río de las Montañas Humeantes (Smoky Hill River) y el Arroyo Walnut (Walnut Creek), esta zona tiene una elevación alrededor de los 808 m. Mientras que el punto más bajo tiene una elevación de 625 m de altura, localizándose en el sitio donde desaparece el Arroyo Walnut dentro del condado Ness, (Moss, 1932).

Hidrogeología

El condado Ness es una de las regiones del estado de Arkansas, que posee numerosas corrientes, ya sea como parte del drenaje de algún río, o presentado como arroyos. La mayor parte del condado Ness se encuentra en el drenaje del Río de Arkansas y desagua dentro del Río Smoky Hill a lo largo del norte de la orilla del condado Ness. Mientras que el Arroyo Walnut nace en el condado de Lane y fluye en la zona del este para unirse al río Arkansas, también desagua en gran parte de la región de Ness, exceptuado la zona sobre el límite norte y otra a lo largo del límite sur (Merriam, 1963).

Litoestratigrafía

Las unidades litoestratigráficas se clasifican de acuerdo a su edad geológica principalmente, es decir, a los sistemas que pertenecen; aunque también es importante mencionar que se

definen y reconocen por los rasgos físicos observables en los afloramientos estudiados, (Moss. 1932).

Estratigrafía (Rocas no expuestas)

Para definir la estratigrafía se usó la información de 7 pozos profundos, los cuales tienen un intervalo que va desde los 887 m a los 1560 m de profundidad; atravesando a las rocas del Cámbrico, Ordovícico, Misisípico, Pensilvánico Pérmico, Cretácico Superior e Inferior. Aunque, las rocas del Cretácico Superior y e Inferior han sido descritas por las exposiciones de la superficie en el área, (Moss. 1932).

Sistema Cretácico (Cretácico Superior)

- Formación Dakota

La Formación Dakota se conforma por arcillas grises jaspeadas y areniscas grises. La arena usualmente va de fina a angular y frecuentemente contiene concreciones de pirita, (Moss. 1932).

Sistema Pérmico

Para el Sistema Pérmico se han observado cerca de 700 m de estratos de sedimentos marinos y continentales pertenecientes al Pérmico. La parte superior, que es principalmente de origen no marino, se compone de helechos rojos, anhidrita y yeso, siendo conocida como el Grupo Cimarrón. El Grupo Big Blue está compuesto de rocas como la sal, anhidrita, gris, arcillas rojas, caliza y dolomía (Moss. 1932).

- Grupo Cimarrón

Los estratos del Grupo Cimarrón están compuestos por lutitas arenosas de color rojo y marrón que contienen capas de arenisca roja y gris, anhidrita y yeso. Los espesores van de los 350 a los 400 m.

Dos de las capas de anhidrita son persistentes en el área; la capa superior va de 40 a 90 m, por debajo del Grupo Cimarrón, es posible correlacionarla con el yeso “Medicine Lodge”, éste cuerpo no está presente ni al norte ni al este, ya que fue eliminado por la erosión del pre-Cretácico. La capa de anhidrita inferior esta a 180 m por debajo de Medicine Lodge con un espesor de 6 a 18 m, consta de una capa individual de anhidrita laminada y localmente es posible encontrar trazas de yeso y dolomita. Este estrato es tentativamente correlacionado con las capas de yeso de la Formación Montañosa Cedar. Se ha rastreado durante unos quince condados en el centro-oeste de Kansas (Moss, 1932).

El límite inferior del Grupo Cimarrón es una base de capas rojas. En los condados de Ness y Hodgeman va de los 45 a 105 m por debajo de la anhidrita de la Formación Montañosa Cedar. La irregularidad de la base del Grupo Cimarrón es probablemente debido a una discordancia. (Baker, 1929).

- Serie BIG BLUE

Es una transición predominantemente de sedimentos marinos del Pensilvánico superior que contiene estratos no marinos del Grupo Cimarrón, con espesores variables de 305 a 340 m; donde la parte superior va de los 40 a 60 m y es conformada por lutitas de color gris azulado y contiene capas delgadas de anhidrita. Aunque por debajo de esta serie tiene unos 75 a 105 m de sal compuesta por capas delgadas de anhidrita y lutitas gris. Estos dos miembros superiores comprenden el Grupo Wellington, (Moss. 1932).

Sistema Pensilvánico

Los estratos pertenecientes a la Serie del Pensilvánico en el condado Ness, comprenden una serie de estratos marinos de 410 a 500 m de espesor. Los estratos predominantemente son calizas con intercalaciones de lutitas gris, negra y rojas (Moss. 1932).

- Serie Virgil

Esta formada por calizas y lutitas con un espesor de 245 a 305 m. En la parte superior se compone principalmente por calizas, mientras que en la parte media principalmente de lutitas y en la inferior nuevamente por calizas. Las calizas se pueden describir de acuerdo a su coloración, que va de gris o crema y algunos que contienen pedernal de color claro. Las lutitas por lo general son de color gris claro y en ocasiones casi negras. (Moss. 1932).

- Serie Missouri y Des Moines

La parte inferior de la Serie del Pensilvánico esta correlacionada con la parte inferior de la serie Missouri y la parte superior de la serie Des Moines.

Estas rocas tienen un espesor de 164 a 167 m en el condado de Ness y Hodgeman y están principalmente compuestas por caliza. La parte superior es localmente conocida como “Caliza Oswald” y la parte inferior como “Arena Gorham”, el espesor varía entre 6 a 24 m. La “Caliza Oswald” está compuesta por caliza de un color gris crema, con capas de arcilla con este tono. Una o dos capas de lutitas delgadas se encuentran en la mayoría de los lugares alrededor de los 91 m por debajo de la parte superior de la Formación. Las calizas contienen pedernal y capas oolíticas que en general son porosas, (Moss. 1932).

- Rocas del Pre-Pensilvánico

Las rocas en los condados Ness y Hodgeman se localizan por debajo del Pensilvánico y principalmente se compone de calizas con sílice y dolomías con un poco de arena y lutita verdosa. La correlación de algunos de estos estratos es bastante difícil debido a sus similitudes litológicas.

Estas rocas son importantes productoras de petróleo y gas. Algunos de los miembros de la Formación Simpson son productoras de aceite y gas, por lo que se considera que

cualquiera de las calizas o dolomías situadas inmediatamente debajo de la discordancia en la base de la Pensilvánico son potenciales almacenes de petróleo y gas (Moss. 1932).

Sistema Misisípico

Las rocas del Misisípico subyacentes al condado de Ness y Hodgeman son de color gris a blanco, contienen pedernal y calizas dolomitizadas que contienen capas delgadas de lutita gris verdoso.

Al sur y al este los estratos del Misisípico son de un espesor considerable. McClellan, 1930, menciona que en el condado Clark y en el Estado de Kansas, encontró estratos del Misisípico con espesores de alrededor de 500 m. Estos estratos son totalmente inexistentes en la parte noreste pues probablemente se removieron por erosión del Pre-Pensilvánico, (Moss. 1932).

Sistema Ordovícico

En el estado de Kansas el Sistema Ordovícico se encuentra presente en la mayor parte de su territorio (Moss. 1932).

- **Formación Simpson**

La Formación Simpson se compone de lutitas verde y arena con cuarzo, con espesores de 6 a 15 m. Es de destacar que en el pozo Barnsdall-Lank se encuentra inmediatamente debajo de la Caliza del Misisípico, y en el pozo Phillips-Hausman se encontró por debajo de la Caliza Urschel, en ambos pozos se encontró presencia de agua (Moss. 1932).

Los estratos de la Formación Simpson se encuentran entre dos disconformidades, siendo un poco irregulares. Una de las Formaciones que forma parte del Grupo Simpson es la

Formación Viola, (Moss. 1932).

- Formación Viola

Se encuentran formada por Calizas Urschel con una coloración gris, pedernal y caliza dolomitizada. La Formación Viola no tiene una distribución uniforme debido a que fue erosionada, (McClellan. 1930).

Cámbrico - Ordovicio

- Caliza Arbuckle

La Caliza Arbuckle se compone de dolomía arenosa con pedernal, se encuentra discordantemente por debajo de rocas más antiguas, pudiendo sobreponerse a cualquiera de estas (Moss. 1932).

En este capítulo se vio la geología tanto general como particular de la zona de estudio, esto permitirá enriquecer la interpretación y fundamentar el análisis petrofísico que se verá en los siguientes capítulos. A continuación se presentarán los elementos que conforman el estudio petrofísico, así como sus bases teóricas para su análisis e interpretación.

Tabla 1. Columna Estratigráfica del Condado de Ness, Kansas.

Sistema y Serie		Grupo/Formación/Miembro		Carácter Litológico	
Cuaternario	Reciente			Suelo, corrientes de aluvion-arena y grava, Talus	
	Pleistoceno			Terraza superior con depósitos de arena y gravas. Ceniza volcánica	
Terciario	Plioceno	Formación Ogallala		Limos, arenas, areniscas y gravas consolidadas y sin consolidar, sobre planicies altas	
DISCORDANCIA					
Cretácico	Cretácico Superior	Formación Niobrara	Miembro de creta de la Colina Humeante	Alternacias de estratos de caliza suave, caliza arcillosa con capas delgadas de bentonita	
			Miembro de Caliza Fort Hays	Banco de calizza con un espesor mayor a 2 mts alternado con capas delgadas de caliza suave y arcillas	
		DISCORDANCIA			
		Formacion de Arcilla Carlile	Miembro de Arcilla Blue Hill	Lutitas fisil azulada-grisácea debajo de un área de arena y septria en la parte superior	
			Miembro de Arcilla Fairport	Arcilloda com capas delgadas de caliza y concreciones dicoidales en la base	
		Formación de Caliza Greenhorn	Miembro de Arcilla Pfeifer	Arcilla y capas delgadas de caliza, concreciones dicoidales y capas delgadas de bentonita. Caliza "post-roca" en la parte superior	
			Miembro de Creta Jetmore	Capas alternantes de arcillas con creta y caliza. La caliza "Shell" en la parte superior	
			Miembro de Arcilla Hartland	Arcilla con algunas capas delgadas de caliza, caliza granular y estratos delgados de bentonita	
			Miembro de Caliza Lincoln	Arcilla con capas delgadas de caliza cristaliza y estratos de poco espesor de bentonita	
		Arcilla Graneros		Arcilla azulada-grisácea, arcilla arenosa y lentes de arena	
		Arenisca Dakota		Lentes de arenisca (blancas - cafes) con arcilla arenosa jaspeada de color gris. Solo la parte superior de la formación se encuentra expuesta	
Pérmico	Pérmico Inferior	Formación Stone Corral		Dolomita, anhidrita, yeso y sal	
Pensilvánico	Pensilvánico Superior	Formación de Caliza Topeka		Caliza y lutita de una alta gama de litologías	
		Formación de Caliza Oread	Miembro de Arcilla Heebner	Unidades de Arcilla, Lutitas grises-amarillas, Lutitas laminares negras, Lutitas azuladas y Lutitas con carbonatos	
			Miembro de Caliza Toronto	Calizas masivas de color marrón a gris. Hacia el Sur del estado es arenosa, delgada y ausente	
		Grupo Lansing		Caliza y Arcilla	
	Pensilánico Inferior	Grupo Kansas City	Miembro de Arcilla Stark	Extensa variedad de Calizas y Lutitas (negras, grises y amarillas)	
			Formación de Caliza Pawnee	En la parte superior: Capas de Calizas entercaladas con Arcilla, en la parte Inferior; Unicamnete arcilla	
		Grupo Marmaton	Formación Fort Scott	Compuesto por un miembro Arcilloso y otros dos de Calizas	
			Grupo Cherokee		Areniscas y Lutitas-arenosas.
Mississipico	Mississipico Superior	Formación de Caliza Warsaw		Caliza Semigranular, dolomita sacaroidea y pedernal con microfósiles	
	Mississipico Inferior	Grupo Osagain		dolomia, caliza, pedernal y caliza con pedernal	
Ordovico	Ordovícico Medio	Formación de Calia Viola		Dolomia y caliza con algunas capas de pedernal con anchas negras y fragmentos de microorganismos	
		Grupo Arbuckle		Se compone del Grupo Simpson compuesto por capas de arenisca y arcilla, y algunas Formaciones como Viola.	

5. Registros Geofísicos de pozo

En este capítulo se mencionaran los elementos y bases teóricas para poder realizar el análisis petrofísico, así como también las características de estos elementos en la tabla 1.

5.1 Resolución y Profundidad de Investigación de las herramientas.

La resolución y la profundidad de investigación de las herramientas para registros es la distancia horizontal dentro de la Formación hasta donde es posible caracteriza la roca y tener una lectura confiable de la propiedad que se esté intentando medir. Algunas herramientas, tienen una profundidad de investigación muy somera y algunas otras una mayor profundidad de investigación, como es posible observar en la Figura 11.

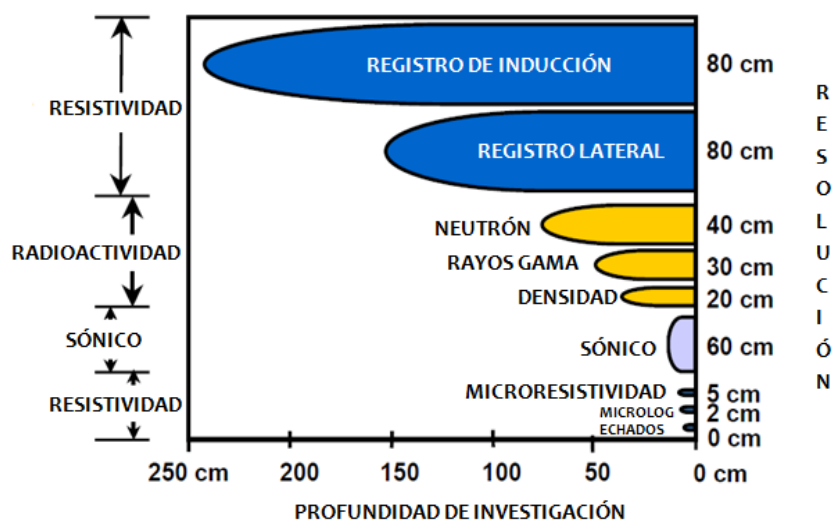


Figura 11. Resolución y profundidad de investigación de algunas herramientas (Modificada de: Torres-Verdin, 2003).

La resolución vertical es la propiedad que posee la herramienta para distinguir variaciones verticales dentro de las formaciones que atraviesa, por lo que el espesor mínimo que puede ser identificado por la herramienta estará en función de la configuración de la posición de

los receptores y emisores dentro de la herramienta utilizada y la propiedad de la formación que se este buscando medir.

Como se observa en la Figura 12, se debe tener presente que mientras mayor sea la profundidad horizontal de investigación de un registro, menor es su resolución vertical, y viceversa.

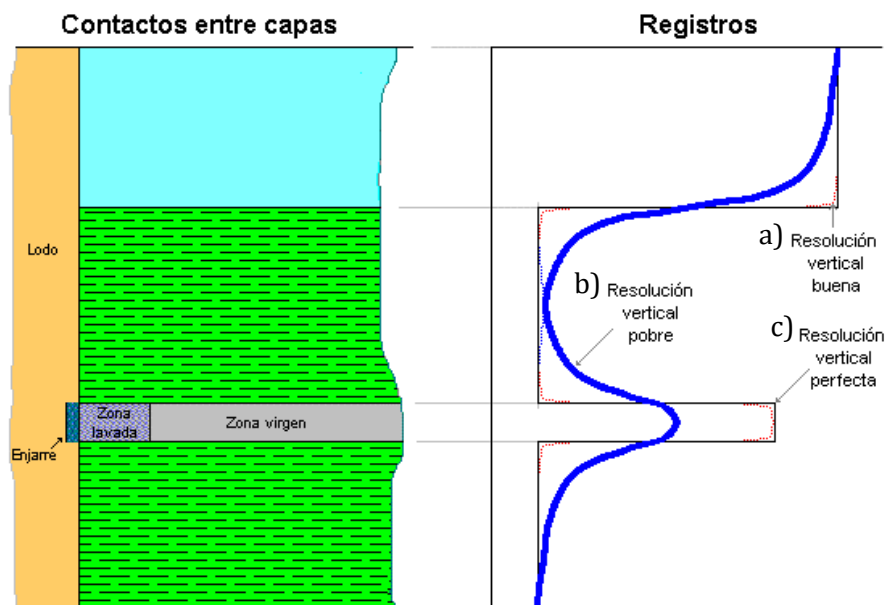


Figura 12. Resolución vertical de los registros.

- a) La resolución vertical es buena, por que logra definir bien el cuerpo que se esta registrando, b) Es pobre debido a que presenta una deformación al contacto con otro cuerpo, c) Es perfecta debido a que logra identificar el cuerpo pequeño verticalmente.

Dentro de los objetivos de los registros geofísicos podemos mencionar:

- Determinación de las características de la Formación (porosidad, saturación de fluidos, densidad)
- Delimitación de litología
- Desviación y rumbo del agujero
- Medición del diámetro del agujero
- Dirección del echado de Formación

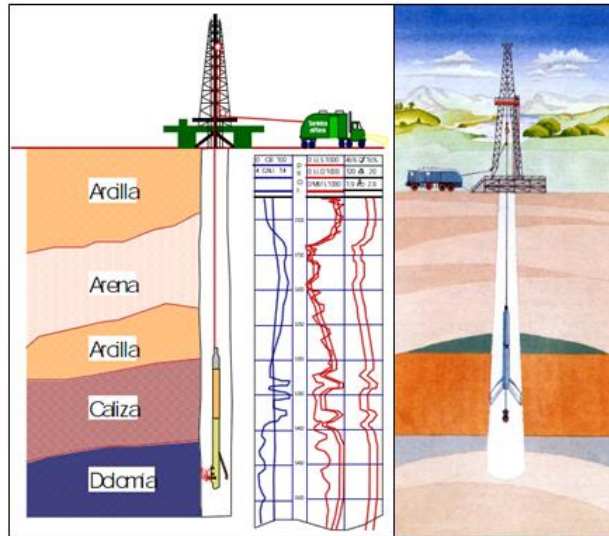


Figura 13. Diagrama esquemático de la toma de registros (Schlumberger, 1996).

Como se observa en la Figura 13, la disposición en superficie para la adquisición de los registros, es importante debido a que ellos pueden ser adquiridos a lo largo de las diferentes etapas de la vida de un pozo. La primera adquisición se realiza a agujero abierto, lo que significa que el pozo no se encuentra entubado, posteriormente se seguirán tomando otros registros en el pozo ya con tubería.

5.2 Registro de Rayos Gamma

Es un registro que mide la radioactividad natural de las formaciones. La radioactividad que se detecta es la producida por la desintegración del Potasio 40 y las series de Uranio y Torio, Figura 14, presente en formaciones sedimentarias de arcillas y lutitas. El análisis de las cantidades de torio y potasio en las arcillas, son útiles si lo que se busca es discriminar el tipo de arcilla que se tiene en la formación y el análisis del contenido de uranio puede facilitar el reconocimiento de las rocas generadoras presentes. El registro reflejará el contenido de materia orgánica presente en las arcilla de la formación debido a su origen, un

alto contenido de arcillas disminuye la porosidad y la permeabilidad, a demás de alterar la saturación de los fluidos en la formación.

La curva de GR es presentada en unidades API (American Petroleum Institute); cada unidad API es definida como 1/200, Figura 14, de la respuesta generada por un calibrador patrón constituido por una formación artificial que contiene cantidades bien definidas de Uranio, Torio y Potasio, gráficamente se expresa en escalas de 0 a 100 ó de 0 a 150 API. (Schlumberger, 2013)

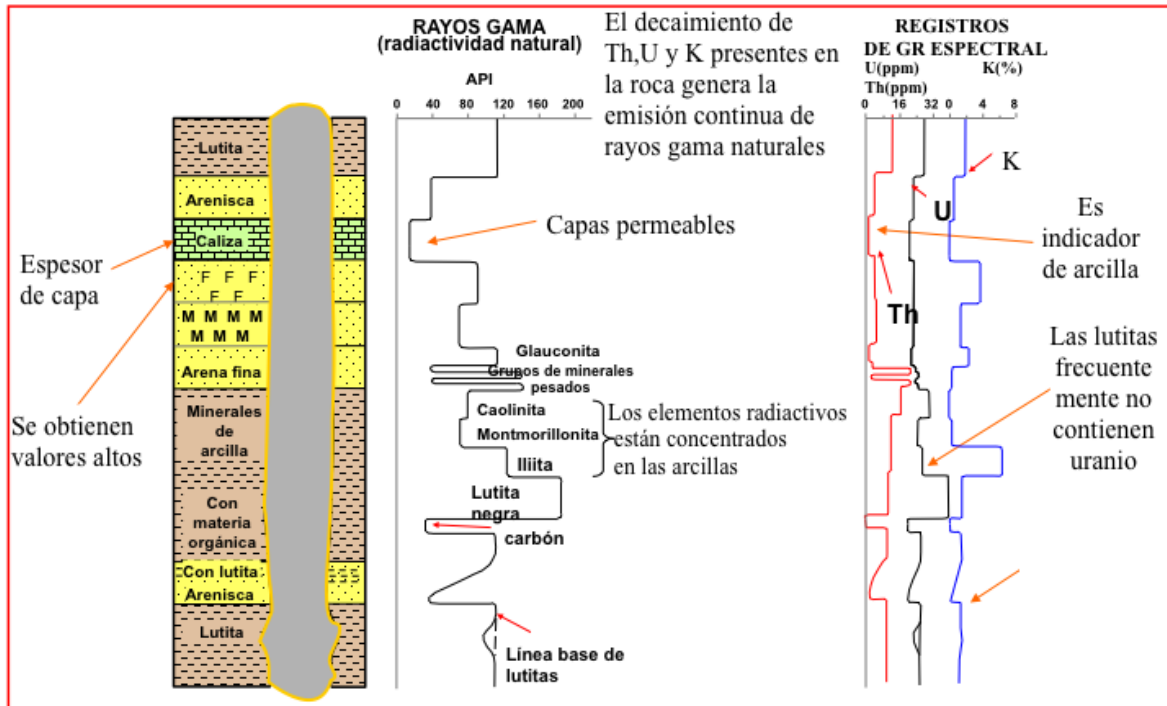


Figura 14. Respuesta típica del Registro de Rayos Gamma en las rocas sedimentarias más comunes (Coconi M. E. 2015).

Aplicaciones principales del cálculo de arcillosidad:

- Indicador de arcillosidad
- Indicador de zonas limpias – libres de arcilla-
- Correlaciones estratigráficas
- Detección de marcas o trazadores radioactivos

5.3 Registro de Densidad

Mide la densidad electrónica de la formación a partir de la detección de rayos gamma producidos por el efecto Compton. Esta técnica es utilizada principalmente para determinar: (Schlumberger, 2013)

- La porosidad de la Formación
- Identificación de minerales en depósitos de evaporitas
- Detección de gas
- Evaluación de arenas arcillosas
- Determinación de litologías complejas
- Determinación del volumen de lutitas con contenido de aceite
- Cálculo de la presión de sobrecarga y propiedades mecánicas de las rocas

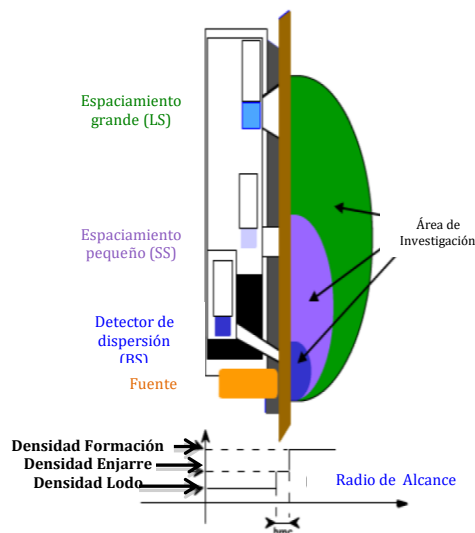


Figura 15. Principio de Medición del Registro de Densidad (Coconi M.E. 2015).

Los registros de densidad se usan principalmente como registros de porosidad, para fluidos presentes usualmente en poros (excepto gas e hidrocarburos ligeros) y para minerales comunes de las matrices de yacimiento, la diferencia entre la densidad aparente ρ_a , que es la relación entre la densidad de la matriz y su relación con los fluidos presentes, para el cálculo de las porosidades, y la densidad total ρ_b , es tan pequeña que no se toma en cuenta. (Schlumberger, 2013)

La Figura 15, muestra el arreglo de los receptores y de la fuente dentro de una herramienta de densidad, de este arreglo dependerá el alcance del área de investigación de la herramienta, como se observa en la parte baja de la imagen, es posible ver el alcance de la herramienta en ésta área, ya que la herramienta debe de ser capaz de poder penetrar el lodo de perforación, el enjarre y llegar a la zona virgen dentro de la formación para tener una lectura de la formación.

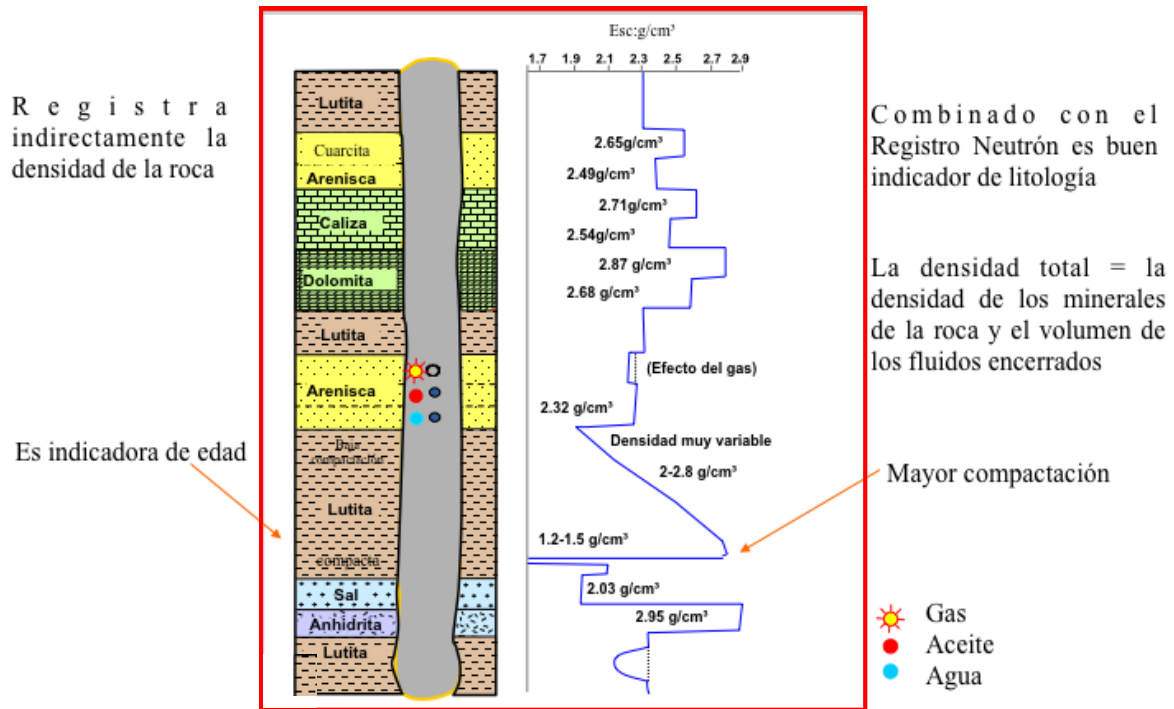


Figura 16. Respuesta típica del Registro de Densidad (Coconi M. E. 2015).

La Figura 16, muestra la respuesta del registro de densidad, esta lectura se verá afectada según la litología y la densidad particular de cada uno de los cuerpos que se encuentre presente a lo largo del pozo.

5.4 Registro de Neutrón

El Registro Neutrón responde principalmente a la cantidad de hidrógeno (H) presente en la Formación. Así en formaciones limpias, es decir, con poca presencia de arcilla, cuando los poros están llenos de agua o aceite, el registro nos dará el valor del espacio poroso lleno de fluido. (Schlumberger, 2013)

Los neutrones emitidos por la herramienta colisionan con los núcleos de hidrógeno propios de la Formación, al impactarse el neutrón pierde energía y son capturados por otros núcleos de otros átomos, estos nuevos núcleos enriquecidos ganan energía y emiten energía de rayos gamma y es lo que se mide como respuesta del medio, la cantidad de hidrógeno presente será un indicativo de la cantidad e fluido que se tenga en el yacimiento. (Schlumberger, 2013)

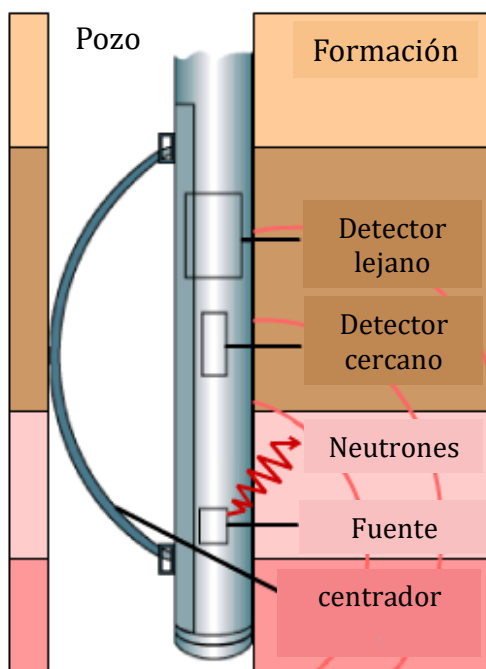


Figura 17. Esquema de una herramienta del Registro Neutrón (Coconi M. E. 2015).

La Figura 17, muestra el arreglo de los receptores y de la fuente dentro de una herramienta de neutrón, de este arreglo dependerá el alcance del área de investigación de la herramienta,

como se observa las líneas rojas dentro de la imagen, es posible ver el alcance de la herramienta, ya que la herramienta debe de ser capaz de poder penetrar el lodo de perforación, el enjarre y llegar a la zona virgen dentro de la formación para tener una lectura de la formación

La cantidad de energía perdida, depende de la masa relativa del núcleo con el que colisiona, siendo la mayor pérdida cuando el neutrón choca con un núcleo prácticamente de igual masa, es decir, el hidrógeno. De esta manera la pérdida de energía dependerá principalmente de la cantidad de hidrógeno de la Formación. (Schlumberger, 2013)

Las principales aplicaciones de la herramienta son:

- Determinación de la porosidad
- Identificación de litología
- Análisis del contenido de arcilla
- Detección de gas

La Figura 18 muestra la respuesta típica del registro neutrón en las rocas más comunes.

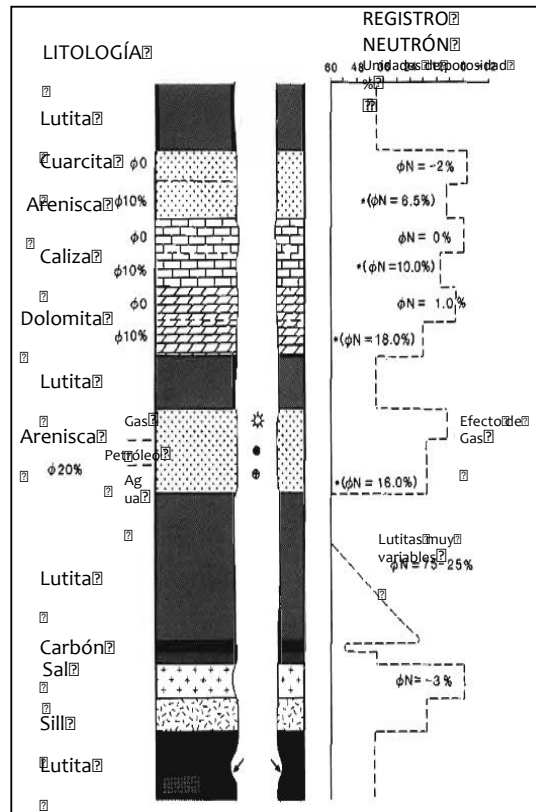


Figura 18. Respuesta típica del Registro Neutrón (Modificada de Rider, 1996).

Esta lectura se verá afectada según la litología y su particular respuesta al registro de neutrón de cada uno de los cuerpos que se encuentre presente a lo largo del pozo.

5.5 Registro Sónico

El Registro Sónico, emplea el uso de una onda sonora que al ser emitida atraviesa la Formación en un tiempo determinado, conocido como tiempo de tránsito. El tiempo de tránsito para una Formación determinada depende de su litología y su porosidad. Cuando se conoce la litología, esta dependencia de la porosidad hace que el Registro Sónico sea muy útil como registro de porosidad. (Schlumberger, 2013)

El sonido emitido del transmisor choca contra las paredes del agujero. Esto establece ondas de compresión y de cizallamiento dentro de la formación, ondas de superficie a lo largo de la pared del agujero y ondas dirigidas dentro de la columna de fluido. (Schlumberger, 2013)

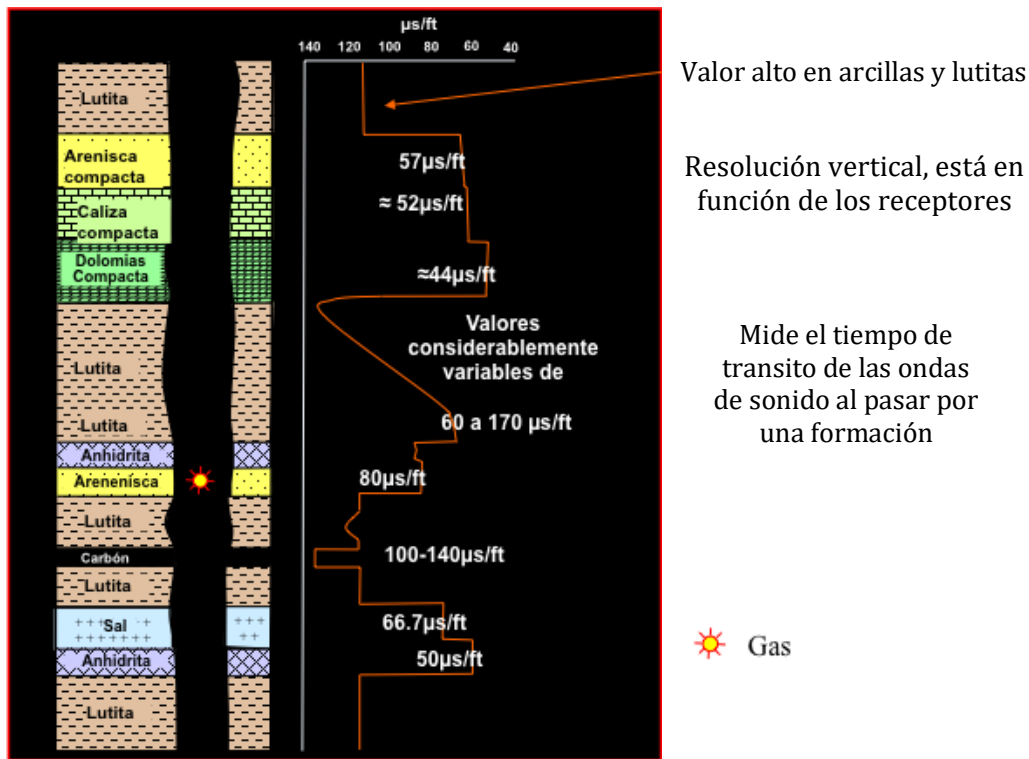


Figura 19. Respuesta típica del Registro Sónico (Coconi M.E. 2015).

La onda compresional es la que ha viajado desde el transmisor a la formación como una onda de presión de fluido, ésta se refracta en la pared del pozo, viaja dentro de la formación y regresa al receptor como una onda de presión, registrándose el primer arribo, como se observa en la Figura 19, es posible asignar esas velocidades a diferentes litologías. (Schlumberger, 2013).

Aplicaciones principales de la herramienta:

- Se puede obtener porosidad
- Detecta la presencia de porosidad secundaria

- Detecta minerales como pirita
- En combinación con el registro de densidad es útil para generar sismogramas sintéticos
- En combinación con otros registros se puede obtener gráficas cruzadas para la determinación de matriz
- El efecto de la presencia de lutitas en el yacimiento dependerá del contraste entre los valores del registro sónico para la lutita y la roca almacén

5.6 Registro de Resistividad

Los registros de inducción miden la resistividad con herramientas que tienen un conjunto de bobinas, unas generadora y otras receptoras, se induce un campo en donde la bobina generadora envía una corriente alterna de alta frecuencia y de intensidad constante, crean un campo magnético alterno que induce la corriente hacia la formación alrededor del pozo, el cual será captado por la bobina receptora, como la corriente alterna generada es de amplitud y frecuencia constante, las corrientes de anillos son directamente proporcionales a la conductividad de la formación, el voltaje inducido en la bobina receptora es proporcional a las corrientes de anillo y así a la conductividad de la formación. El registro de inducción mide la conductividad de la formación, expresada en (mho-m/m²), simplificado para (mho/m). (Schlumberger, 2013)

Las ventajas de este sistema son:

- Se pueden obtener datos en lodos base aceite, aire o bien lodos dulces
- Se pueden determinar límites entre capas
- Determinar resistividad verdadera R_t de la zona virgen
- Son eficaces en formaciones de baja resistividad
- Se utilizan en secuencias de arena-lutita
- Los sistemas de doble inducción son más efectivos

- Los efectos de agujero son mínimos, excepto cuando los lodos son muy salados

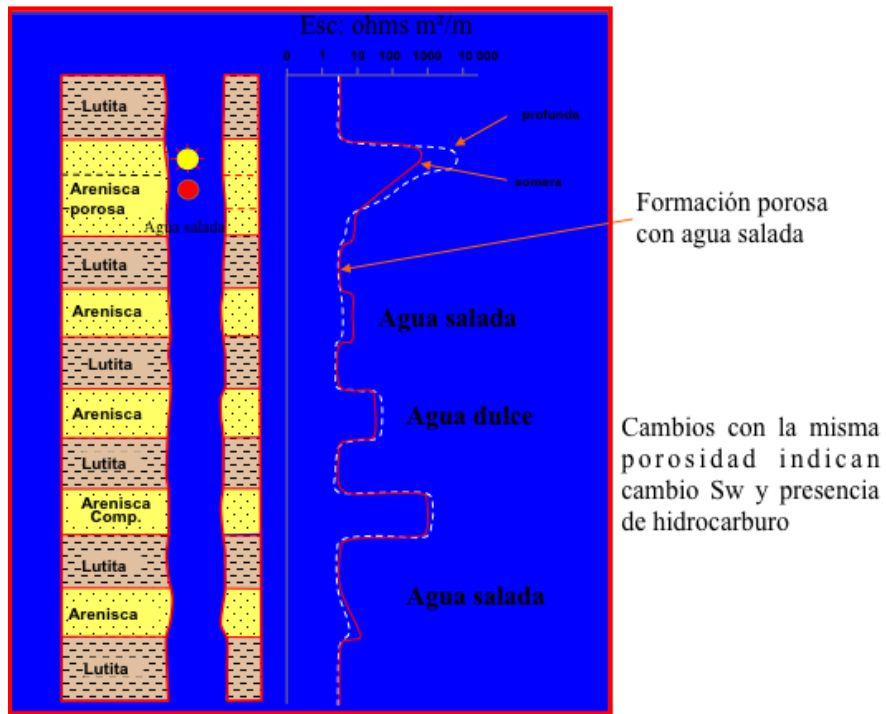


Figura 20. Principio de medición del registro de Resistividad (Coconi M. E. 2015).

En la Figura 20, es posible ver la respuesta de la herramienta de resistividad a la litología presente, en ella se puede observar que el inverso de la resistividad es la conductividad, por lo que la conductividad es debido al agua intersticial que se encuentra alojada en los poros, que cuando la porosidad decrece la resistividad aumenta, los valores de la resistividad serán muy variables según la litología como serían entre la anhidrita, el yeso y el carbón por mencionar algunos.

La Tabla 1. que se muestra es un resumen de las propiedades y características más comunes de los registros empleados en este trabajo.

En este capítulo, se abordó la teoría básica de los registros que se emplearon para este análisis y se observaron esquemas idealizados de las respuestas de estos parámetros a las distintas litologías más comunes.

Tabla 2. Características Generales de los Registros de Pozo.

PERFIL	HOYO	LODO	ESCALA Y UNIDADES	APLICACIONES
CALI	Hoyo desnudo	Cualquier tipo	(mm) 125.....375 ← 250/10 → (→)	- Determinación del estado del hoyo.
BS	Hoyo desnudo	Cualquier tipo	(mm) 125.....375 ← 250/10 → (→)	- Determinación del estado del hoyo.
SP	Hoyo desnudo	Lodos conductivos	(mV) -150.....0 ← 150/10 → Arena (→) Arcilla	- Cálculo de R_w . - Determinación de facies sedimentarias. - Determinación de CAP.
GR	Hoyo revestido	Cualquier tipo	(API) 0.....150 ← 150/10 → Arena (→) Arcilla	- Cálculo de Arcillosidad (V_{sh}) - Determinación de facies sedimentarias. - Determinación de CAP.
ILD	Hoyo desnudo	Lodos resistivos	(ohm-m) 0.2.....2000 ← log → (→)	- Cálculo de R_t . - Cálculo de S_w . - Determinación de CAP.
SFL	Hoyo desnudo	Lodos resistivos	(ohm-m) 0.2.....2000 ← log → (→)	- Cálculo de R_{xo} . - Cálculo de S_w . - Determinación de CAP.
LLD	Hoyo desnudo	Lodos conductivos	(ohm-m) 0.2.....2000 ← log → (→)	- Cálculo de R_t . - Cálculo de S_w . - Determinación de CAP.
MSFL	Hoyo desnudo	Lodos conductivos	(ohm-m) 0.2.....2000 ← log → (→)	- Cálculo de R_{xo} . - Cálculo de S_w . - Determinación de CAP.
CNL	Hoyo revestido	Cualquier tipo	(%) 45.....-15 ← 60/20 → (←)	- NPHI - Cálculo de PHIE - Determinación de Capas de Gas.
FDC	Hoyo revestido	Cualquier tipo	(gr/cm ³) 1.96.....2.96 ← 1/20 → (→)	- RHOB - Cálculo de DPHI - Cálculo de PHIE - Determinación de Capas de Gas.
BHC	Hoyo revestido	Cualquier tipo	Δt ($\mu\text{seg/m}$) 500.....100 ← 400/20 → (←)	- Δt - Determinación de SPHI - Determinación de Capas de Gas.

A continuación, en el capítulo 6, se abordara el primer análisis de los datos, el procedimiento que se llevó acabo y el análisis de los resultados que se obtuvieron.

6. Procedimientos, Resultados y Análisis de resultados

En este capítulo se enunciarán los diversos procedimientos que se llevaron a cabo para el desarrollo del trabajo de tesis. En la primera etapa se trabajaron los datos obtenidos de la página del Servicio Geológico del estado de Kansas, de donde se obtuvieron los registros geofísicos de veintiún pozos, estos registros contaban con diferentes características cada uno de ellos; el procesamiento de los datos se desarrolló con el uso de un Software de interpretación de petrofísica , con el cual se manipuló la información para un primer análisis.

La segunda etapa del análisis y procesamiento de los datos, se desarrolló mediante el uso de un software de análisis estadístico perteneciente a la universidad de Stanford, con el cual se puede realizar volúmenes de propiedades petrofísicas.

6.1 Etapa 1. Análisis mediante Software de Petrofísica.

Procedimiento 1

Después de haber seleccionado los pozos con mayor contenido de información útil para el trabajo, posteriormente se procedió a realizar un control de calidad de los pozos seleccionados en la primera etapa, de cada uno de los pozos seleccionados se eligieron las mejores curvas de cada uno de los registros y de las múltiples corridas en algunos casos, por lo que al final, se realizó la carga de veintiún pozos, cada uno de ellos con un set de registros que cumplieran con los estándares preestablecidos para el trabajo.

Una vez realizado el primer control de calidad se procedió a la carga de los registros en el software donde se realizó el análisis petrofísico. Los registros fueron procesados con el

software Interactive Petrophysics (IP), en el se cargaron toda la serie de registros, como se observa en la Tabla 2, en esta tabla se enumeran los pozos, la compañía que los maneja, el tipo de producción que tienen y los registros con los que cuentan. En algunos casos, algunos pozos cuentan con dos o más operadores, o no se informa de la compañía operadora.

Tabla 3. Pozos pertenecientes al campo Schaben, Kansas, USA

#	Nombre del Pozo	Operador	Producción	Registros
1	Adrienne 1-18	American Warrior, Inc.	OIL	Depth, Rxt, CILD, RL3, P, RILD, RILM, DCAL, RHOB, RHOC, DPOR, CNLS, GR, IDGA
2	Adrienne 2-18	American Warrior, Inc.	OIL	Depth, BVTX, AVTX, Rxt, CILD, RL3, P, RILD, RILM, DCAL, RHOB, RHOC, DPOR, CNLS, GR, IDGA
3	Borger 1	Petroleum Management, Inc.	OIL	FILE1: GR, GAP, NEUT, SC/S, RES, OHMM
		Pickrell Drilling Co.	OIL	FILE2: CAL, N, DT, US/S
		Mid-Continent Resources	OIL	NO DENSIDAD
4	Deighton 1	American Warrior, Inc.	OIL	FILE1: GR, GAP, RES, OHMM, INPHI, MINV, MNOR
				FILE2: ILD, OHMM, RES, OHMM, INPHI, MINV, MNOR
				FILE3: RXT, ILL, RL3, SP, RILD, RILM, CALIPER, RHOB, RHOC, DPOR, CNLS, CNSS, GR, IDGA
5	GILLIG 1-23		OIL	1-23: ILD, ILM, INPHI, DPHI, MINV, MNOR, DT
6	Humburg 'X' 1	Mid Continent Resources, Inc.	OIL	ILD, ILM, RES, INPHI, DPHI
7	Lapka "A" 1		OIL	SFL, ILM, ILD, MNOR, IMLL, INPHI, DPHI
8	May Schneider 4	Berexco, Inc.	OIL	Rxt, (Rxt), RL3, SP, RILD, RILM, CALIPER, RHOB, RHOC, DPOR, CNLS, GR, IDGA, FILW2, DT, SPOR, TT, FILE3: MN, MI, MCAL
9	Moore 'B-P' 4 Twin	RITCHIE EXPLORATION, INC.	OIL	FILE1: DCRN, INPRL, GR (VARIOS)
10	Moore 'C' 3	CITIES SERVICES OIL COMPANY	OIL	FILE2: DTCI, SPOR, GRSG
11	O'Brate 3	American Warrior, Inc.	OIL	DEILM, ILD, ILL8, DPHI, INPHI, GR
12	O'Brate 5	American Warrior, Inc.	OIL	CILD, RL3, DCAL, DPOR, GR, RHOB, RHOC, RILD, RILM, RL3, Rxt, SP, IDGA
13	O'Brate B-3		OIL	GR, ILLS, ILD, DPHI, INPHI
14	O'Brate B-4		OIL	GR, NEUT, RES, DPHI, INPHI
15	OUT ON Bail 1		OIL	FILE1: DR, RES, SFL
16	REIN A 6		OIL	FILE2: GR, DPHI, ILD, ILM, ILL8
17	Rein Heirs 1		OIL	DPOR, GR, INPOR, RHOC, RILD, RILM, RL3, SP, DT, SPOR, DCAL
18	Schaben 'A' Unit 1-12	Trans Pacific Oil Corp.	OIL	Rxt, CILD, RL3, SP, RILD, RILM, DCAL, RHOB, RHOC, DPOR, CNLS, CNSS, ENDI, GR, IDGA
19	Schaben 'B' Unit 2-12		OIL	Rxt, CILD, RL3, SP, RILD, RILM, DCAL, RHOB, RHOC, DPOR, CNLS, CNSS, ENDI, GR, IDGA
20	Wittman 11	American Warrior, Inc.	OIL	BVTX, AVTX, Rxt, CILD, RL3, P, RILD, RILM, DCAL, RHOB, RHOC, DPOR, CNLS, CNSS, CNDU, GR, IDGA
21	Wittman 3	American Warrior	OIL	GR, ILD, ILM, INPHI, DPHI, GRD

En la carga de cada uno de los pozos con sus respectivos registros, se les agregó una serie de cimas geológicas, para tener un control en profundidad de las unidades involucradas en cada uno de los pozos y su relación con los horizontes productores; en general se identificaron ocho horizontes involucrados en la toma de los registros geofísicos, de esos ocho horizontes, se presume se encuentran impregnados con aceite, sin embargo no todos son productores.

Para ello, se realizó:

- Cálculo de volumen de arcilla
- Se calculó Saturación de agua (S_w)
- Corte de aceite
- Permeabilidad promedio
- Porosidad promedio
- Volumen de aceite
- Pay Flag
- Res Flag
- Volumen volumétrico de agua (BVW)
- Estimación de facies (3 y 4)

Cada una de estas curvas, fue sometida a un control de calidad y cotejado con información bibliográfica con la que se cuenta.

Resultados

Se obtuvieron veintinueve platillas de análisis de resultados petrofísicos, uno por cada uno de los pozos analizados, estas platillas de resultados, se encuentran compuestas por cada uno de los registros analizados y por las curvas que se generaron como resultado de este análisis, como se puede ver a continuación en la Figura 21. Este análisis se realizó tomando en cuenta una matriz base caliza, debido al contenido presente en el campo.

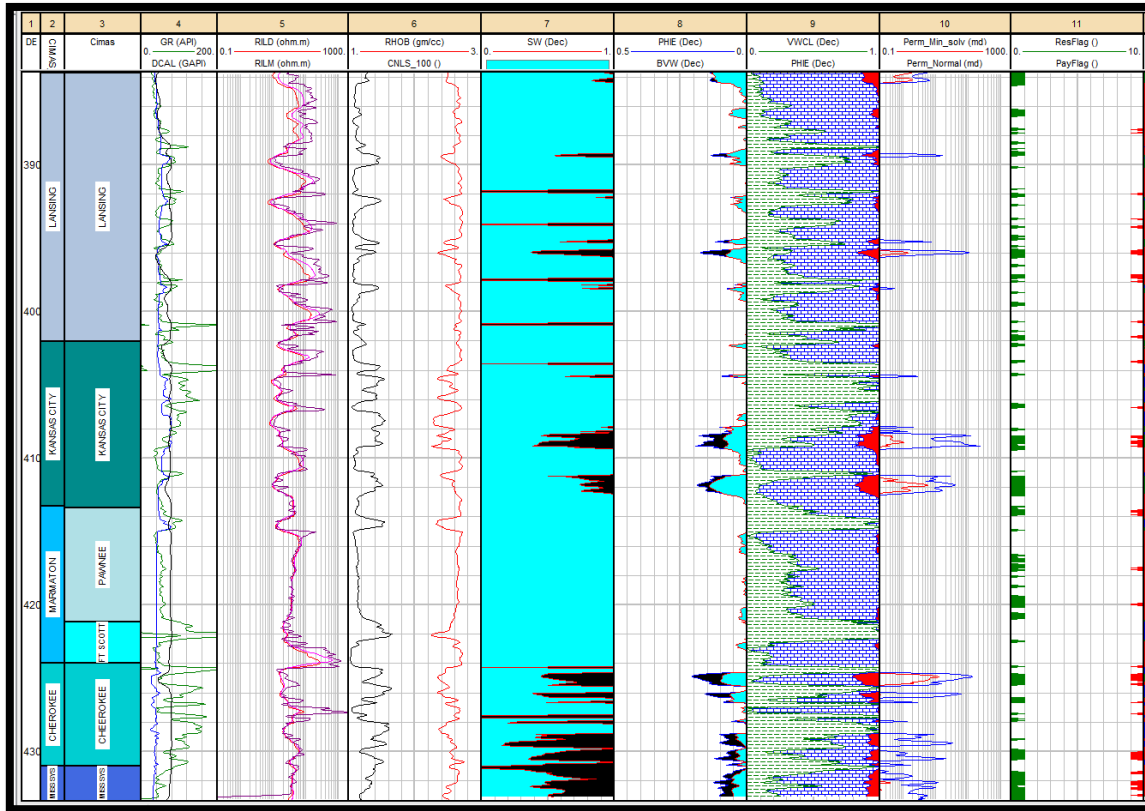


Figura 21. Plantilla del Análisis petrofísico, de uno de los veintinueve pozos, compuesta por: volumen de arcilla, saturación de agua (Sw), Corte de Aceite, Permeabilidad promedio, Porosidad promedio, Volumen de aceite, Pay Flag y Res Flag

Para el calculo del volumen de arcilla, se empleo el modulo de calculo de arcilla del software IP, en este modulo se utilizó el modelo lineal.

Para el modelo lineal, se deben de observar las deflexión del registro de rayos gamma (GR). El primer paso es determinar un “cut-off” ó valor de corte en el registro de rayos gamma, con esto se estará definiendo una línea base llamada línea de las arenas. Luego, en relación a los valores máximo y mínimo del registro de rayos gamma se obtendrá el IGR ó índice de rayos gamma, para ello se debe de determina el valor máximo ó GRmax, leído en la zona de las arcillas, posteriormente se determina el valor mínimo del rayos gamma leído en la zona de las arenas GRmin, es igual al rayos gamma leído en la zona de las arenas, el GR leído, es el rayos gamma puntual del registro. Todo lo anterior a lo largo de todas las

zonas definidas dentro del registro, determinando de esta manera el Vsh (volumen de arcilla) de la roca, como se observa en la siguiente ecuación 1:

$$I_{sh} = \frac{GR_{arena} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} = V_{sh} \quad Ec.1$$

El cálculo de la porosidad, se llevó acabo mediante el uso de los registros de neutrón y densidad dentro del Software de IP, con el apartado del módulo de Mineral Solver, se decidió hacerlo por este método, debido a que fue posible tener un mayor control sobre un mayor número de parámetros que hicieron el cálculo de la porosidad un modelo mas robusto.

El cálculo de la saturación de agua se realizó mediante el módulo del cálculo de saturación de agua, utilizando el método de Doble agua, debido a que la zona presenta un volumen considerado de material arcilloso, por ello se decidió utilizar este método.

El cálculo de la permeabilidad se realizó utilizando la ecuación de Timur, en la que propone la siguiente expresión para estimar la permeabilidad a partir de la saturación de agua irreducible y la porosidad, y se define mediante la ecuación 2:

$$K = 8.58102 \frac{\phi^{4.4}}{S_{wi}^2} \quad Ec.2$$

El cálculo de la litología se realizó mediante el módulo del Mineral Solver, debido a que se tuvo un mayor control sobre algunos parámetros y fue posible introducir algunas litologías que por la información geología se sabia que se encontraban presentes, dándole esto, un mayor nivel de confiabilidad a la estimación de la propiedad.

El cálculo tanto del Pay Flag como del Res Flag se realizó fijando valores de corte de aceite, valores de porosidad, permeabilidad y volúmenes de arcilla que se tienen registrados para el campo Schaben.

La estimación de facies, se llevó a cabo con base en la geología presente, como se observa en la columna estratigráfica del Capítulo 4. de geología, la litología predominante son calizas, arcillas, dolomía y arenisca, estas litologías en proporciones y distribuciones diferentes a lo largo del campo y a través de los diferentes pozos, por ello, se utilizaron tres y cuatro facies, debido a que en algunos caso la de tres resolvía mejor que la de cuatro y viceversa, como se vera en el Capítulo 7, mas adelante.

Análisis de Resultados

La generación de las platillas de resultados por cada pozo, permitió generar una nueva base de datos, pero ahora conformada no por registros, si no por resultados del análisis de ellos.

Se confirmó mediante comparación con información geológica que el análisis realizado fue correcto, ya que era comparable con lo reportado en trabajos geológicos previos y la información obtenida era confiable y de buena calidad.

Estos resultados posteriormente serán cargados en el software SGeMS, de geoestadística de la Universidad de Stanford, USA.

Se observa que las propiedades de cada uno de los pozos, es concordante con la literatura, por ellos es factible decir que el análisis realizado del procesamiento de los registros geofísicos, se realizó de manera adecuada y conforme a procedimiento. (Ver Apéndice 1)

6.2 Etapa 2. Análisis mediante SGeMS

Procedimiento 2

En esta sección, se realizó el análisis de la información previamente obtenida en el apartado de Procedimiento 1. Donde se utilizó el software Stanford Geostatistical Modeling Software (SGeMS)

Como se observa en la Figura 22. donde se proyectan los veintiún pozos dentro del área de estudio, la cual es bastante grande y los pozos no se encuentran desplegados estadísticamente, por lo que su separación uno respecto a otro, no es equidistante, de tal manera que fue mejor dividir esta área en dos cubos individuales, cubo Norte y cubo Sur.

El cubo Norte se encuentra compuesto por dieciséis pozos, mientras que el cubo sur se encuentra compuesto por cinco pozos.

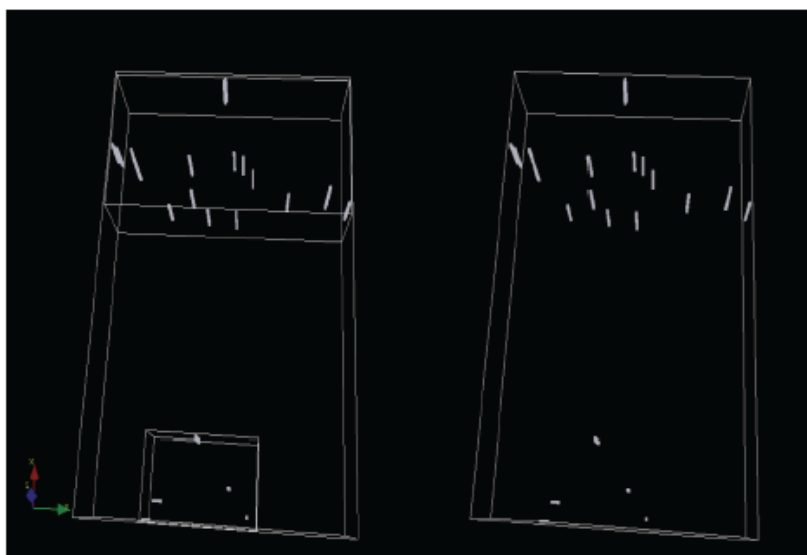


Figura 22. Carga de los pozos y delimitación de áreas para los cubos de propiedades.

Tabla 4. Coordenadas de los pozos pertenecientes al campo Schaben, Kansas, USA. y la cima del horizonte de mayor interés Mississippico.

X (UTM, km)	Y(UTM, km)	Name	SB	DEPTH (m)
439347.28	4249701.12	Adrienne 1-18	1	-4310
439383.39	4249762.20	Adrienne 2-18	2	-4242
438638.26	4247420.98	Borger 1	3	-4364
438106.74	4247120.79	Deighton 1	4	-4382
437037.96	4248217.44	GILLIG 1-23	5	-4363
439075.54	4247051.31	Humburg 'X' 1	6	-4368
442567.01	4247319.18	Lapka "A"	7	-4424
439049.54	4242969.84	May Schneider 4	8	-4366
440166.04	4247891.17	Moore 'B-P' 4 Twin	9	-4386
439783.14	4247047.27	Moore 'C' 3	10	-4414
436672.29	4248222.76	O'Brate 3	11	-4333
436550.36	4248307.15	O'Brate 5	12	-4333
440247.93	4241759.07	O'Brate B-3	13	-4407
439822.90	4242194.62	O'Brate B-4	14	-4368
438541.40	4248124.00	OUT ON Bail 1	15	-4384
441063.76	4247438.52	REIN A 6	16	-4426
442075.79	4247534.79	Rein Heirs 1	17	-4421
438244.03	4241921.01	Schaben 'A' Unit 1-12	18	-4374
437997.87	4241611.06	Schaben 'B' Unit 2-12	19	-4378
439672.60	4248235.33	Wittman 11	20	-4382
439904.93	4248152.60	Wittman 3	21	-4369

En la Tabla 3. es posible visualizar las coordenadas UTM de cada uno de los veintidós pozos, el nombre y su profundidad en metros. Para cada uno de los veintidós pozos, se crearon once cubos de las propiedades petrofísicas antes mencionadas, cada uno de ellos fue generado con base a un análisis estadístico desarrollado en el programa SGEM, mediante este software, fue posible modelar el cubo para cada propiedad.

Para un caso general, se deben de modelar las diversas propiedades mediante el análisis del histograma y del variograma; siguiendo el siguiente flujo de trabajo de la Figura 23.

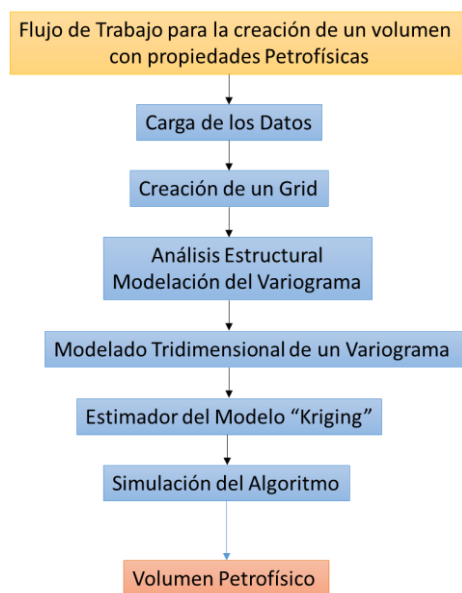


Figura 23. Estructura de Flujo de estimación de un Volumen Petrofísico

Para poder realizar un modelado 3D se tiene que elaborar una malla cartesiana o Grid, donde cada celda que contenga dentro de la malla adoptará la información que se le asigne. Para nuestro caso en particular, se tomó en cuenta el área de estudio, Cubo Norte y Cubo Sur a cada uno de ellos se le creó su propio Grid, el cual se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 5. Grid de los cubos Norte y Sur, del campo Schaben, Kansas, USA

	Número de Celdas				Coordenadas del Cubo (UTM)		
	T. Celda	X	Y	Z	X	Y	Z
Cubo Norte	40	68	151	15	Min: 4249760 Max: 4249760	Min: 436550 Max: 442567	Min: -4954 Max: -3600
Cubo Sur	40	34	57	15	Min: 4241610 Max: 4242970	Min: 437998 Max: 440248	Min: -4536 Max: -3460

Análisis Estructural

El análisis estructural es uno de los tópicos más importantes de la geoestadística puesto que se encarga de la caracterización de la estructura espacial de una propiedad o fenómeno regionalizado. Es el proceso en el marco del cual se obtiene un modelo geoestadístico para la función aleatoria que se estudia.

En pocas palabras podemos decir que el análisis estructural consiste en estimar y modelar una función que refleje la correlación espacial de la variable regionalizada a partir de la adopción razonada de la hipótesis más adecuada acerca de su variabilidad. Esto quiere decir, que en dependencia de las características de estacionariedad del fenómeno se modelará la función de covarianzas o la de semivarianzas (Díaz, 2002).

Por su importancia y generalidad estudiaremos el proceso de estimación y modelación de la función de semivarianzas o semivariograma

Un variograma es una herramienta que permite medir la regularidad espacial de una variable. Siendo esta la herramienta central de la geoestadística. Dada una variable regionalizada $Z(\underline{x})$ que cumpla la Hipótesis Intrínseca entonces existe la función semivarianza y se define mediante la ecuación 3:

$$\gamma(\underline{h}) = \frac{1}{2} Var[Z(\underline{x}) - Z(\underline{x} + \underline{h})] = \frac{1}{2} E\left[\{Z(\underline{x}) - Z(\underline{x} + \underline{h})\}^2\right]$$

Ec.3

El variograma es una función que relaciona la semivarianza con el vector “h” conocido como "lag", el cual denota la separación en distancia y dirección de cualquier par de valores $Z(\underline{x}_y)$ y $Z(\underline{x}_h)$.

El variograma es una función matemática que permite estudiar las diferencias entre muestras y la direccionalidad (anisotropía) de los valores, esto quiere decir que modela como dos valores en el espacio o tiempo se ponen en correlación. (Díaz, 2002)

Un variograma se puede definir como la media de los cuadrados de las diferencias entre pares de muestras separados por un vector “h” conocido como "lag" (Díaz, 2002).

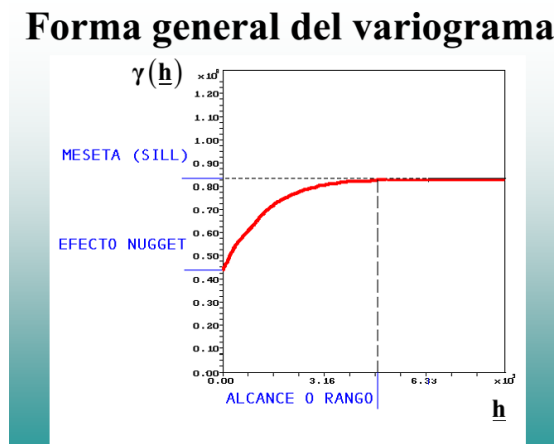


Figura 24. Forma general de un Variograma (Díaz, 2002)

El variograma está conformado por los siguientes elementos (Figura 24):

Efecto Nugget o Efecto pepita, indica la discontinuidad del semivariograma para las distancias que sean menores que la menor distancia que se da entre los puntos muestrales, esta discontinuidad puede ser provocada por:

- Errores de medición
- Pobre precisión analítica

Para un material continuamente variable el efecto nugget se produce a partir de la contribución de los errores de medición y la variación a distancias mucho menores que el intervalo de muestreo más pequeño. (Díaz, 2002)

Meseta ó Sill, La varianza máxima es conocida como "sill" o “meseta” del semivariograma y teóricamente debe coincidir con la varianza a priori σ^2 de la muestra de la función

aleatoria $Z(x)$, por lo que es el valor alcanzado por el variograma en el rango máximo y puede ser expresado como la varianza de la muestra. (Díaz, 2002)

Rango o Alcance, distancia donde las muestras están correlacionadas espacialmente, significa un comportamiento más continuo, por lo que es el valor del intervalo a partir del cual el semivariograma no incrementa. (Díaz, 2002)

Existen dos razones para crear un variograma:

1. El variograma nos brinda una medida del alcance (Rango) de las muestras, esto nos indica hasta que punto en el espacio los valores son significativos.
2. Indica la idea de la variabilidad de los valores en el espacio, esto es, si el sistema es fuertemente anisotrópico, ya que las muestras pueden tener mejor correlación en una dirección que en otra, esto quiere decir que el alcance dependerá de la dirección.

Modelo mediante Kriging

Se lleva a cabo Kriging ordinario en una cuadrícula cartesiana. Los datos consisten en un conjunto de puntos en el espacio 3D, con un valor asociado a cada uno de los puntos de muestreo definidos en el variograma.

Kriging es una técnica de estimación local que ofrece el mejor estimador lineal insesgado de una característica desconocida que se estudia. La limitación a la clase de estimadores lineales es bastante natural, ya que esto significa que solamente se requiere el conocimiento del momento de segundo orden de la función aleatoria, (la covarianza o el variograma) y que en general en la práctica es posible inferir a partir de una realización de la misma y es conocido como un interpolador Geoestadístico, el cual presenta propiedades básicas que son:

- Hacer que la suma de errores tienda a cero
- El cuadrado de las desviaciones sea el mínimo, para garantizar el no sesgo de la estimación.

El interpolador Geoestadístico tiene como finalidad estimar el valor de la variable Z , para un punto que no ha sido considerado anteriormente, realizando una suma sobre todos los sectores que conforman la zona de interés, tomando los datos vecinos más cercanos al punto de interés; el proceso consta en asignar pesos a los vecinos más cercanos considerándolos para la estimación, utilizando un método semejante a la interpolación por media móvil ponderada, a diferencia de que los pesos son asignados a partir de un análisis espacial, basados en el semivariograma experimental.

Es importante que el variograma sea ajustado y represente una tendencia de uno de los siguientes modelos lineal, exponencial, Gaussiano o esférico. Para que la estimación obtenida por medio del Kriging sea más confiable (Díaz, 2002).

Resultados

Los volúmenes generados permitirán hacer el análisis de las propiedades petrofísicas promedio dentro del área seleccionada. Estas propiedades se mencionan a continuación:

- Cálculo de volumen de arcilla
- Se calculó Saturación de agua (S_w)
- Permeabilidad promedio
- Porosidad promedio
- Pay Flag
- Res Flag
- Volumen volumétrico de agua (BVW)
- Estimación de facies (3 y 4)

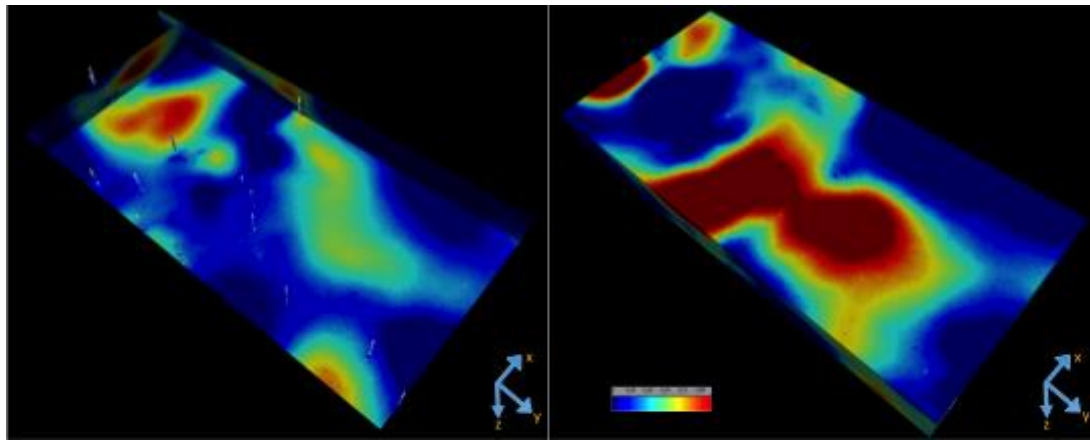
Para el campo Schaben, la interpretación a través de los volúmenes de interpretación petrofísica, se dividieron en dos cubos, Cubo Norte y Cubo Sur, esto fue debido a la distribución de los pozos dentro del campo (Figura 22), y fueron creados de acuerdo a las siguientes consideraciones:

- Number of lags, corresponde al número de pasos a calcular o también denominado como el tamaño del dominio
- Lag Separation, debe de ser más o menos igual al espaciamiento de los datos, si los datos no están espacialmente regulados, se debe de elegir una distancia de aproximadamente igual a la separación más pequeña entre los datos
- Lag Tolerance, debe de ser equivalente a la mitad de la distancia de seguimiento, la tolerancia un poco más grande que la mitad del Lag separation.

También se debe de considera el Azimuth, el Dip , la tolerancia y el ancho de banda, para la creación del variograma, estos parámetros delimitarán el análisis estructural bajo el cual el variograma realice la “búsqueda”, de pares de datos para la creación del volumen de cada una de las propiedades, estos valores pueden variar para cada propiedad, pero por lo general son los mismos para cada una de ellos.

Análisis del Cubo Norte

Tomando en cuenta para el Cubo Norte la información de consideraciones antes mencionadas, se utilizó; un número de lag de entre 10 y 25, según el caso de la propiedad procesada, un Lag Separation de 144 y un Lag Tolerance de 80. Con estos valores se pretendió cubrir todos los aspectos teóricos, para la generación de un variograma confiable.

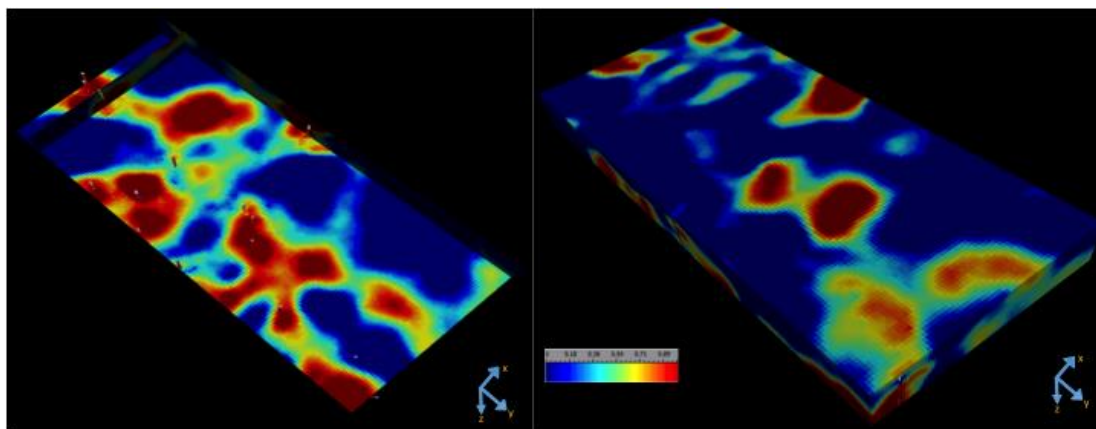


(a) Cortes en profundidad y laterales

(b) Cubo completo

Figura 25. Volumen de Arcilla.

Analizando el cubo generado para el volumen de arcilla, Figura 25, es posible identificar algunas zonas con una mayor concentración de arcilla en color rojo, esta zona se encuentran en la parte Nor-este, esta concentración de arcilla presenta una distribución vertical extendida que llega hasta una profundidad considerablemente grande, sin embargo su distribución lateral, no es mucha. La mayor concentración de arcillas la encontramos en el centro del volumen en una forma de “mancha roja”, esta responde a la estimación de la propiedad y nos indica que en la zona centro del cubo, existe una alta concentración de arcilla, la mayor concentración muestra una distribución lateral mayor que la anterior, sin embargo su longitud vertical, como se observa no es tan profunda, de tal manera que no llega a nuestro horizonte de interés, esta distinción es debido a la distribución de la estimación de la propiedad dentro del cubo.

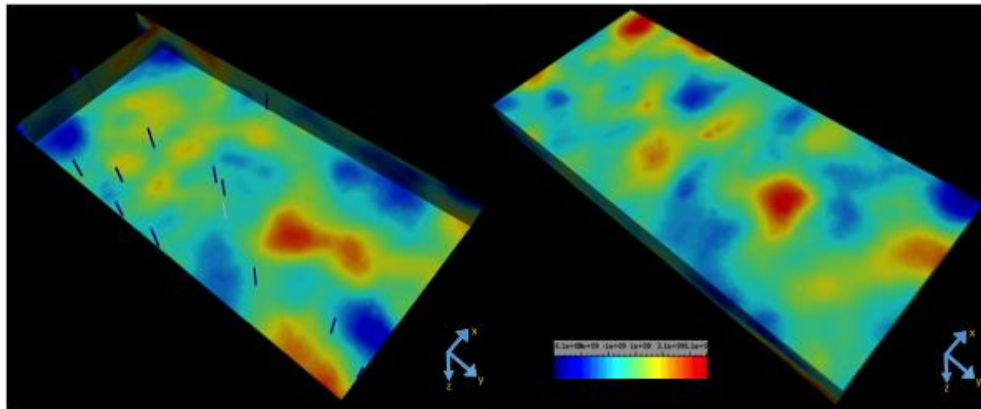


(a) Cortes en profundidad y laterales

(b) Cubo completo

Figura 26. Saturación de agua S_w

Analizando el volumen generado para la saturación de agua, Figura 26, es posible observar que se tiene un alto volumen de agua ejemplificado por el color rojo, por lo que se puede inferir que el campo está invadido por agua. También se puede observar que existen algunas zonas que aún no presentan grandes concentraciones de agua o no están invadidas, ejemplificado en color azul. Las zonas interpretadas como zonas invadidas, se pueden corroborar mediante la información de producción, en la que se reportan altos cortes de volumen de agua por barril producido, según el reporte de Carr de 1998. Se llegan a tener cortes de alrededor del 60 % de agua, por lo que vemos que la estimación de este volumen es correcta. La procedencia de este líquido, es agua libre de formación, por lo que se asume que la zona es naturalmente cargada, que al desplazarse el aceite, el agua de formación toma su lugar, invadiendo todo el campo.

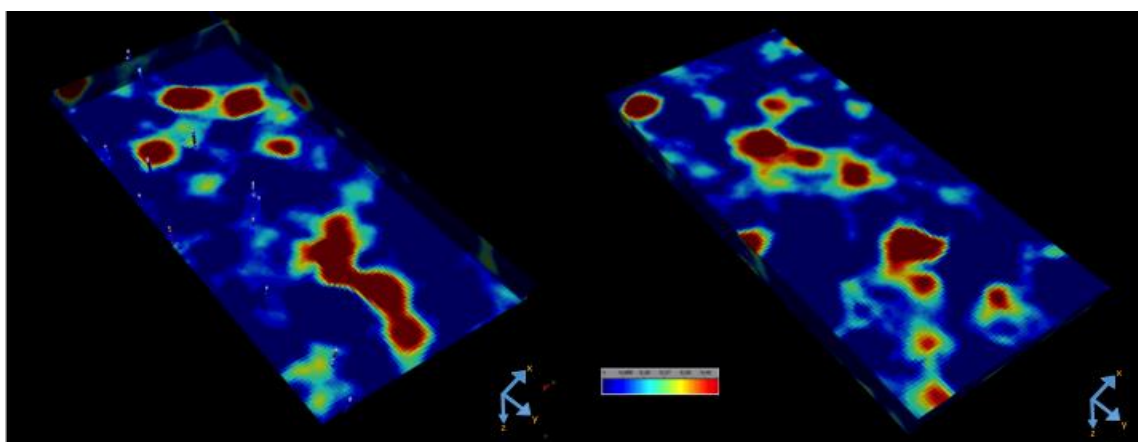


(a) Cortes en profundidad y laterales

(b) Cubo completo

Figura 27. Permeabilidad Promedio

El volumen para la permeabilidad presenta valores muy extremos como se observa en la Figura 27, donde las zonas en color rojo, nos indican valores altos y las de color azul zonas con valores bajos de permeabilidad, lo que permite interpretar que gran parte del cubo presenta valores que van de media a alta permeabilidad en gran parte del volumen, sin embargo también existe parte del cubo que su permeabilidad es casi nula. Revisando el cross plot de la matriz de permeabilidad publicada por el Servicio Geológico de Kansas, indica que existe un intervalo de permeabilidades que va del 0.1 – 75 md. indicando que se trata de un terreno con una permeabilidad de casi nula a regular.

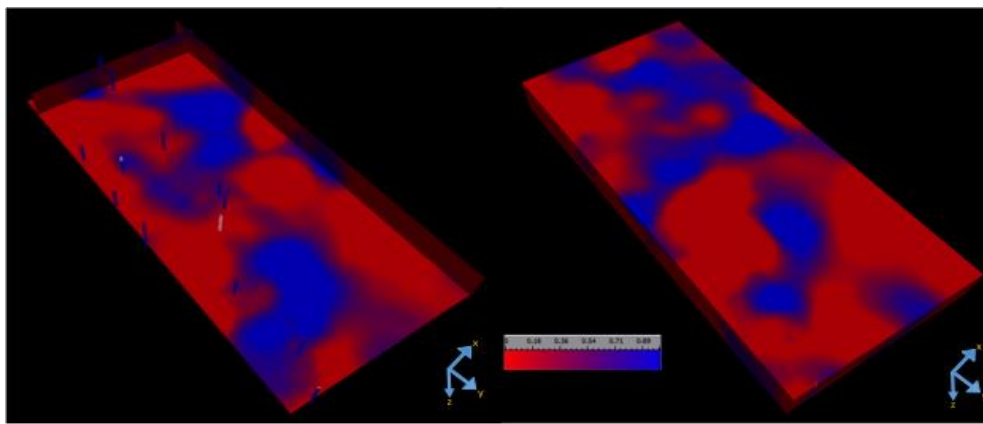


(a) Cortes en profundidad y laterales

(b) Cubo completo

Figura 28. Porosidad

La porosidad estimada Figura 28,, para el volumen Norte, se puede interpretar como casi nula, representada por las zonas de color azul, sólo algunas zonas presentan focos con mayor porosidad, estas zonas se observan en color rojo, sin embargo estas son escasas. Cotejando los resultados con lo publicado por el Servicio Geológico de Kansas en su cross plot de la porosidad efectiva, obtenida de núcleos, observamos que la estimación es acertada, puesto que se reportan valores de 0.075 – 0.125 de porosidad. Estos focos de porosidades un poco mayores cuadran con las zonas donde la permeabilidad es un poco mayor, lo que nos estaría indicando la ubicación las zonas con las mejores condiciones para futuras localizaciones.



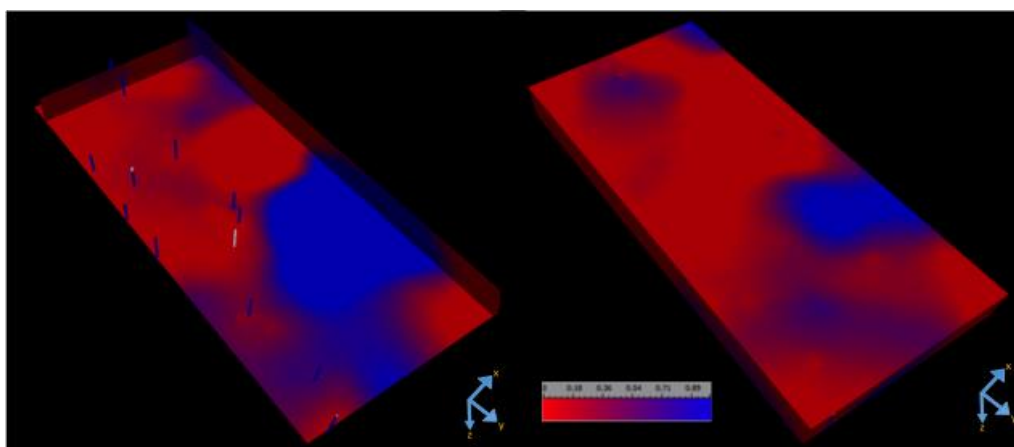
(a) Cortes en profundidad y laterales

(b) Cubo completo

Figura 29. Res Flag

En la Figura 29, se observa el volumen perteneciente a la estimación de las reservas que refleja bastante bien la distribución de las propiedades dentro del campo. En color rojo, se observan las zonas con menor proporción de reservas y en azul, las zonas con mayor potencial de reservas, al observar la distribución de las zonas rojas y azules, podemos observar que existirían dos grandes zonas con potencial a ser almacenadoras y el resto del volumen presentaría una reserva baja o nula, al comparar éstas zonas con el volumen de Pay Flag, se puede observar que las zonas identificadas con el marcador azul, quizá sí

tengan buenas propiedades almacenadoras, pero no cumplen con los valores de corte para el Pay Flag (este punto se analiza mas adelante).



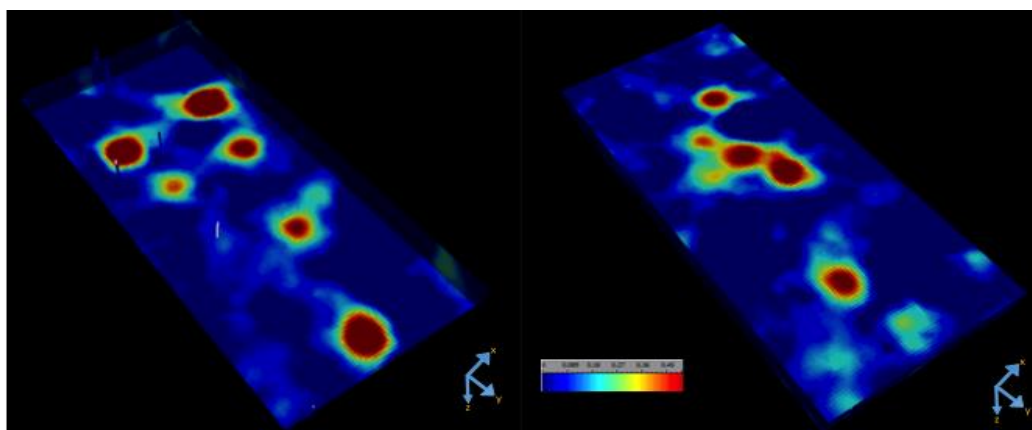
(a) Cortes en profundidad y laterales

(b) Cubo completo

Figura 30. Pay Flag

Al interpretar el Pay Flag, Figura 30, podemos observar una zona con un valor alto (zona en color azul), esto es debido a los datos y a la estimación de la propiedad y su propagación para generar el volumen; los resultados se obtuvieron usando un corte S_w del 0.5, porosidad de 0.1 y vol. arcilla de 0.5. Estos valores nos estarían indicando que se trata de una zona de paga alta, la zona central-este y unos valores bajos para el resto del campo. Al considerar los parámetros antes interpretados, resalta que estas zonas en color rojo, se encuentran invadidas por agua y con un volumen intermedios de arcilla, aunado a la información bibliográfica se puede determinar que son las zonas que presentan una alta producción y que se han agotado, por el contrario la zona azul, son zonas de oportunidad, ya que presentan buenas propiedad de permeabilidad y porosidad, con volúmenes bajos de arcilla y no presentan gran saturación de agua. El único punto a ser considerado, es que esta zona se encuentra al borde del cubo, presenta una discrepancia con respecto a lo visto en el volumen del Res Flag y donde existe una casi nula población de pozos, por lo que se le

podría otorgar un nivel de confiabilidad bajo, pero con potencial a ser considerado como zona de oportunidad.

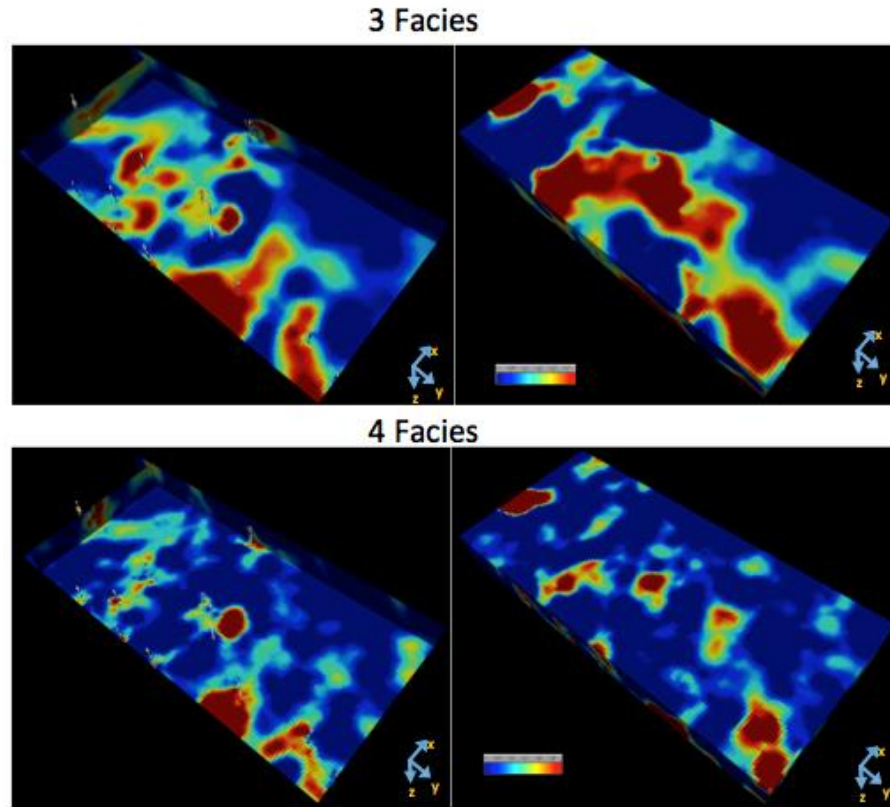


(a) Cortes en profundidad y laterales

(b) Cubo completo

Figura 31. Volumen Volumétrico de Agua (BVW)

El cálculo volumétrico de agua, Figura 31, nos indica el porcentaje de la saturación de agua por la porosidad, por lo que se podría estar hablando de un yacimiento parcialmente homogéneo, con un alto contenido de agua de formación. Esta agua de formación que se alberga en los poros, se “libera”, movilizándose al momento que el aceite es extraído, por lo que el medio se satura de agua al desplaza al aceite, provocando que los pozos a lo largo del tiempo tengan un corte muy alto de agua, que si es cierto es normal, en este caso llega en ocasiones a valores muy altos, esta información está publicada por el Servicio Geológico de Kansas en 1999.



(a) Cortes en profundidad y laterales

(b) Cubo completo

Figura 32. Estimación de Facies, para 3 y 4 facies

Los cubos de facies, Figura 32, se realizaron para poder distinguir de manera general la litología en tres o cuatro grupos; sabemos que, por el origen geológico en la zona, la distinción resulta un poco ambigua, pero al crear una idea general de la zona, esto nos permite resolver el problema de la distribución del modelo geológico, antes mencionado en el Capítulo 4 de Geología, ambos modelos, ya sea el de cuatro o tres facies, ayudan a realizar una mejor interpretación de la distribución de facies dentro de la zona, ya que como se describió en apartado de resultados del capítulo 6.1 del análisis e interpretación mediante IP, las principales cuatro litologías presentes, en ocasiones resuelven bien el modelo de tres o el de cuatro, por ello se muestran ambos volúmenes.

Conclusiones del análisis del Cubo Norte

Analizando cada uno de los volúmenes generados, podemos observar que la distribución de las propiedades es muy variable, y no muestran una configuración uniforme dentro del volumen, esto puede ser atribuido a varios factores, entre ellos, los parámetros del variograma utilizados, los parámetros utilizados dentro del análisis estructural y que el programa no toma en cuenta, las variaciones de altura de la zona, el relieve presente es de un grado bajo, en la siguiente sección de *Mapas de la Zona de Interés* se hace un análisis del mismo y su intervención dentro de la interpretación de la propagación de propiedades dentro de un volumen, un común denominador entre todos estos es la densidad de datos que se tienen dentro del área de estudio.

En este caso en específico, se puede decir que la densidad es relativamente buena para la parte baja (Sur) del Cubo Norte, responde a que en esa zona se tiene la mayor densidad de pozos, por lo que contribuye con una mayor aportación de información y repercute en una mejor estimación de las propiedades dentro de esa zona. Por otro lado, en la parte alta (Norte) del cubo la densidad de pozos es menor (casi nula) por lo que a la hora de hacer la estimación de las propiedades, pierde confiabilidad en determinadas áreas. Si se analizara este factor dentro de una escala de confiabilidad, las zonas que presentan una mayor densidad de pozos su confiabilidad dentro del modelo, será mayor y las zonas con una menor densidad su confiabilidad será menor.

En el capítulo 6. apartado 6.1 se definieron los modelos de las estimaciones para cada una de las propiedades, en el caso del cubo Norte, el análisis realizado, cuadra en su mayoría con la información bibliográfica y con la información procesada e interpretada de los

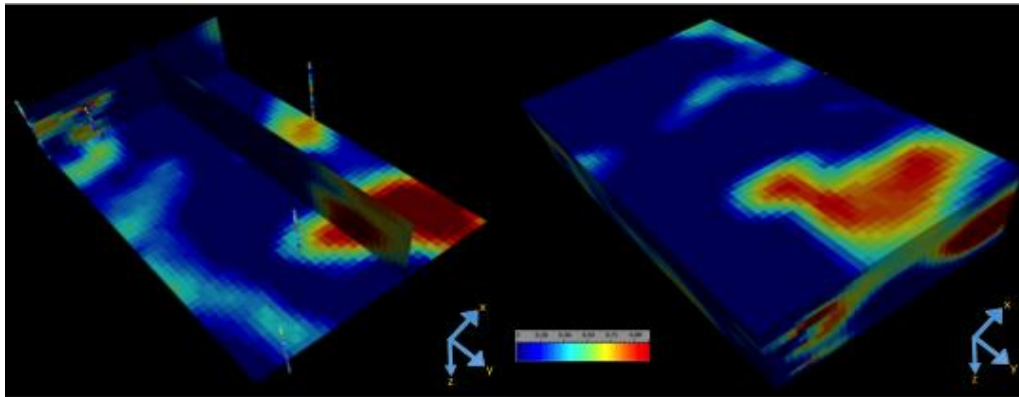
modelos generados en IP, lo que denota que la estimación fue buena y permite considerar que el grado de confiabilidad es alto.

Como conclusión particular del volumen norte, las áreas rojas se mantienen en ambos volúmenes tres y cuatro facies, de la Figura 32. y sólo presentan cambios en su distribución espacial, lo que significa que ambos modelos estiman la misma litología de fondo, simplemente varía su extensión lateral.

Para este proyecto, las estimaciones son un gran aporte, puesto que ayuda mucho a la hora de definir futuras localizaciones, ya que se estaría buscando en estas nuevas zonas, la misma distribución de facies, que se sabe que han sido y son productoras, sin la necesidad de considerar los cuerpos a profundidad como cuerpos tabulares y lateralmente homogéneos, así que esto nos permite “localizar” cuerpos lenticulares con características petrofísicas importantes y de interés.

Análisis Cubo Sur

Para el Cubo Sur, se utilizó: un Número de Lag entre 25 y 50 según el caso, un Lag Separation de 406 y un Lag Tolerance de 250. Con estos valores se pretendió cubrir todos los aspectos teóricos, para la generación de un variograma confiable.

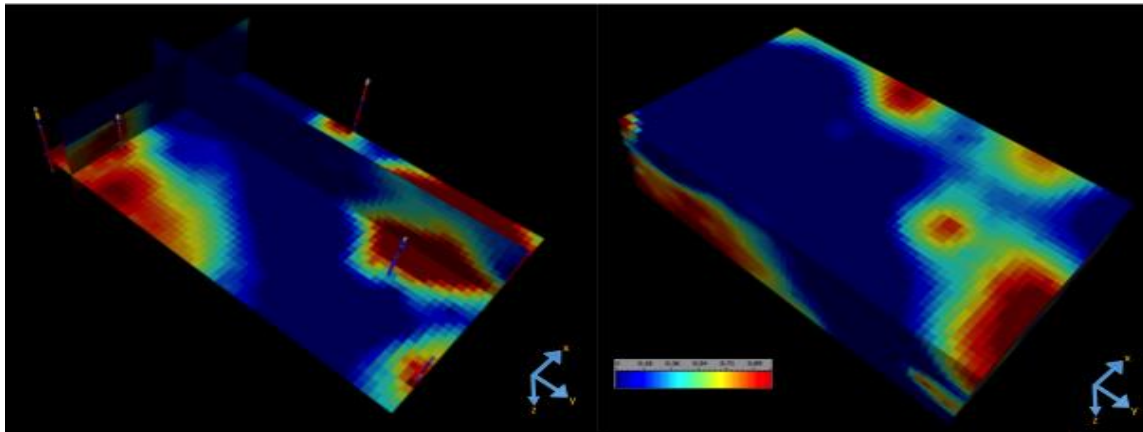


(a) Cortes en profundidad y laterales

(b) Cubo completo

Figura 33. Volumen de Arcilla

Analizando el cubo generado para el volumen de arcilla, Figura 33, es posible identificar algunas zonas con una mayor concentración de arcilla (zona de color rojo), la principal zona que se identificó se localiza en la parte sur-este del volumen, donde se observa una alta concentración, con una longitud vertical considerable que llega hasta el horizonte de interés, su extensión lateral es considerablemente grande. Se identifica otro cuerpo arcilloso mas pequeños al noroeste (parte superior de la zona de estudio), en el resto del volumen se perciben valores intermedios - bajos de arcillosidad.

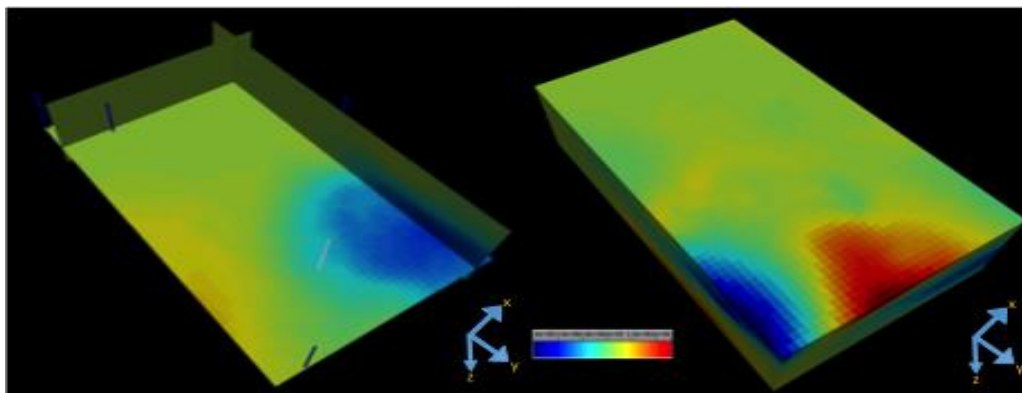


(a) Cortes en profundidad y laterales

(b) Cubo completo

Figura 34. Saturación de Agua S_w

Al analizar el volumen generado para la saturación de agua, Figura 34, es posible observar zonas con alto contenido de volumen de agua en color rojo, en esquinas extremas del cubo; la literatura en este apartado es variable, como ya se menciona en el análisis anterior del cubo norte se reportan cortes de agua en algunos caso de hasta $> 94\%$ para el campo Schaben, según el reporte de Carr de 1998, estos cuerpos en color rojo, nos indican que la distribución del contenido de agua tiene una extensión masiva tanto en sentido vertical como en lateral, por lo que se puede inferir que gran parte del campo está invadido por agua, sin embargo, es posible observar zonas donde la presencia de agua tiene valores que van de intermedios a bajos, lo que significa que aún existen zonas donde no hay invasión de agua.

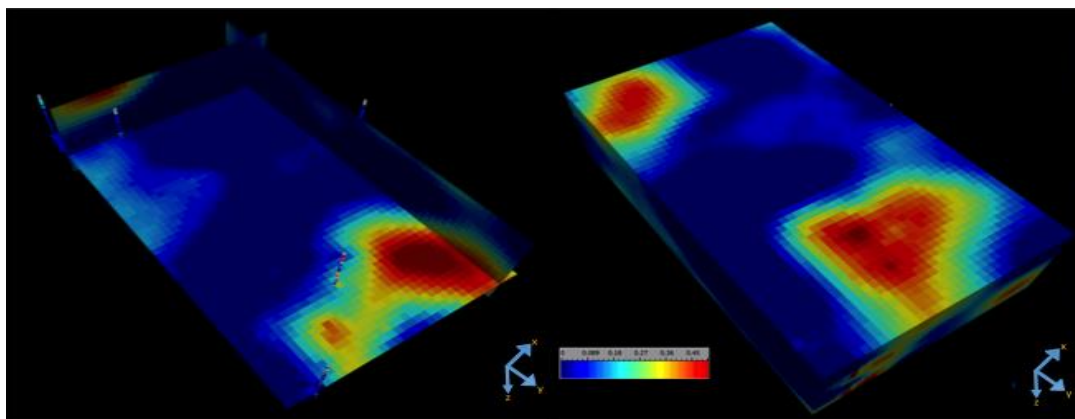


(a) Cortes en profundidad y laterales

(b) Cubo completo

Figura 35. Permeabilidad Promedio

Para interpretar este cubo es mejor considerar prácticamente dos extremos, uno de ellos con permeabilidades que van de valores medios a altos, y presentan los colores que van del amarillo al rojo y la segunda zona con valores bajos de permeabilidad (colores azules), Figura 35, esta zona de valores pequeños, a su vez se puede subdividir en dos zonas, en las que se manifiestan valores muy pequeños, una de estas se encuentra en el borde suroeste del cubo y es de extensión lateral media y poca profundada, mientras que la otra zona se encuentra en la parte sureste a una profundidad media, con una extensión lateral grande y presencia vertical considerable. Al analizar la distribución de la permeabilidad, se puede interpretar que la permeabilidad presente es considerable en gran parte del volumen. Cuando se hace mención a una permeabilidad considerable se refiere en realidad a valores muy pequeños de alrededor de 75 md. según el cross plot de la matriz de permeabilidad publicada por el Servicio Geológico de Kansas.



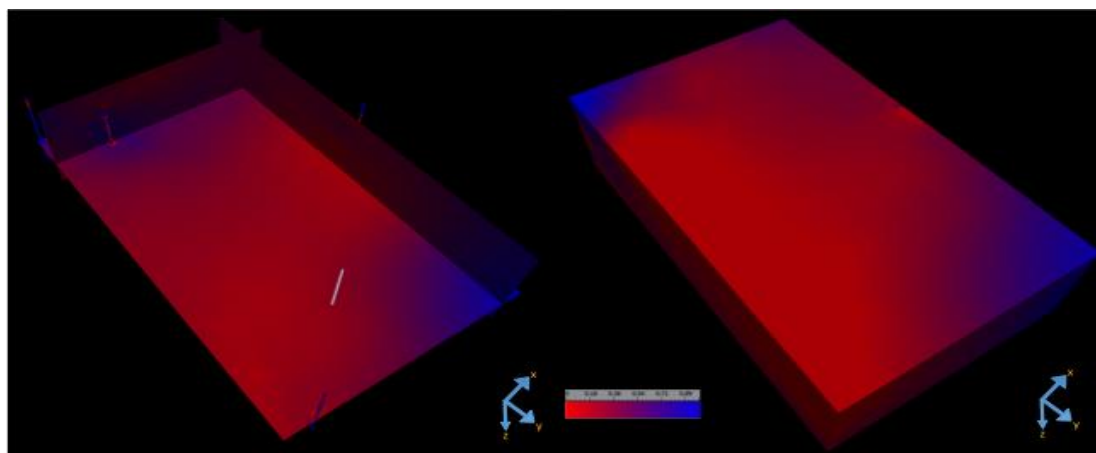
(a) Cortes en profundidad y laterales

(b) Cubo completo

Figura 36. Porosidad

La porosidad estimada, para el volumen Sur, como se observa Figura 36, es casi nula, solo se manifiesta la presencia de dos pequeñas zonas, con una “mayor” porosidad, sin embargo estos valores no dejan de ser bajos, de alrededor del 0.075 – 0.125 de porosidad, según reportes publicados por el Servicio Geológico de Kansas en su cross plot de la porosidad

efectiva. Por lo tanto para la distribución de la porosidad se puede agrupar en porosidad al norte, con una distribución lateral buena, pero con distribución vertical pobre y las del sur, buena distribución vertical y buena distribución lateral.

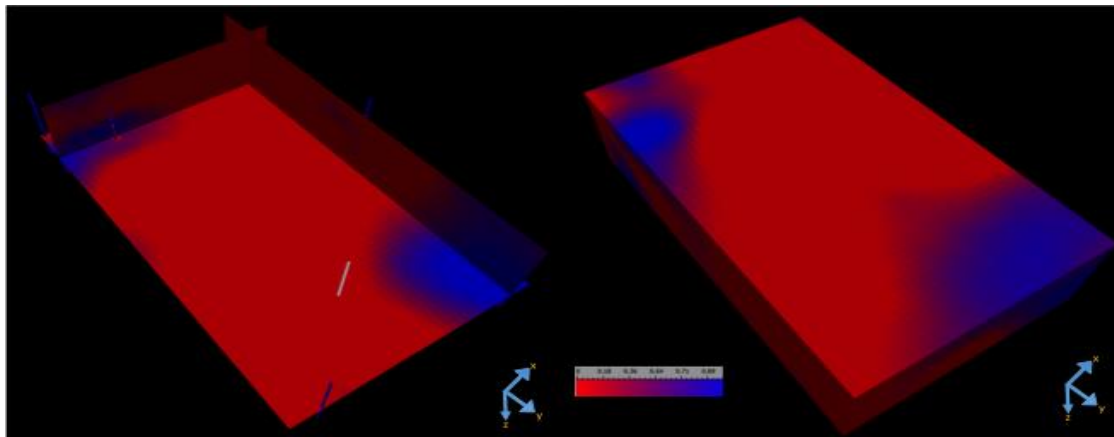


(a) Cortes en profundidad y laterales

(b) Cubo completo

Figura 37. Res Flag

El análisis perteneciente a la estimación de las reservas para el volumen sur, muestra una distribución muy focalizada dentro del campo. En color rojo se observan las zonas con menor proporción de reservas y en azul las zonas con mayor potencial de reservas Figura 37, al observar la distribución de las zonas rojas y azules, podemos observar que existen dos zonas con potencial a ser almacenadoras, estas zonas se observan en las esquinas noroeste y sureste y el resto del volumen presentaría una reserva baja o nula, al comparar éstas zonas con el volumen de Pay Flag, se puede observar que las zonas identificadas con el marcador azul, empatan con las zonas de paga (Pay Flag), principalmente la zona identificada al noroeste y cumplen con los valores de corte para el Pay Flag, sin embargo para la zona del sureste, no se cuenta con mucha información debido a la pobre densidad de pozos, para interpretar esa estimación del yacimiento.



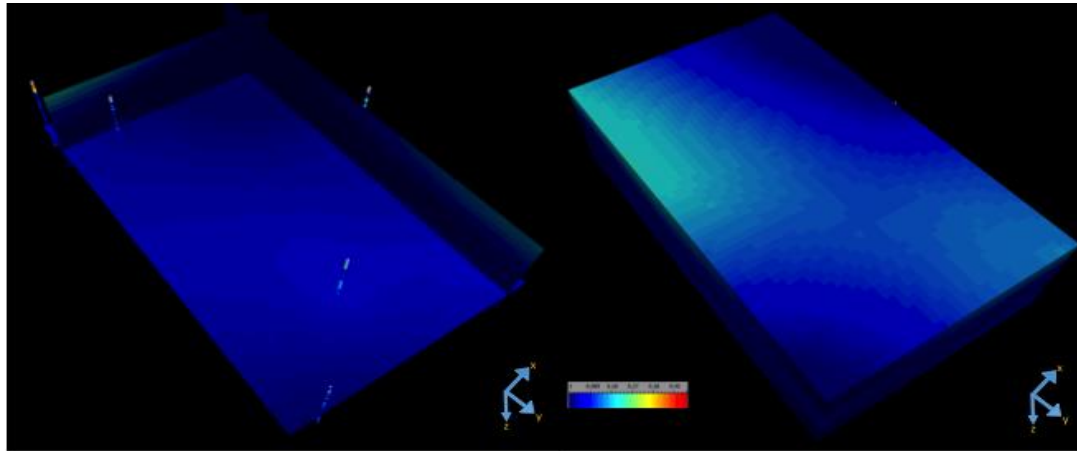
(a) Cortes en profundidad y laterales

(b) Cubo completo

Figura 38. Pay Flag

Al interpretar el Pay Flag de la Figura 38. podemos ver que se observan dos pequeñas zonas en color azul, en extremos opuestos dentro del volumen, ambas con valores altos, como se menciona en el análisis de Res Flag, esto es debido a la distribución de los datos y a la estimación del volumen, este cálculo se obtuvo usando un valor de corte S_w del 0.5, Porosidad de 0.1 y Vol. Arcilla de 0.5, lo que nos indica que se trata de una zona de paga alta, sin embargo, considerando los parámetros antes interpretados, esto es posible en la parte noroeste, pero presenta una alta incertidumbre en la parte sureste del volumen debido a la pobre densidad de pozos en la zona, para el resto del cubo, la estimación resulta posible ya que con base en la información de producción del campo, se sabe que se encuentra invadido por agua.

Por lo tanto las zona azul, son zonas de oportunidad, ya que presentan buenas propiedades de permeabilidad y porosidad, con volúmenes bajos de arcilla. El único punto a ser considerado, es que esta zona se encuentra al borde del cubo y donde existe una baja población de pozos, por lo que se le podría otorgar un nivel de confiabilidad bajo, pero con potencial a ser considerado como zona de oportunidad.



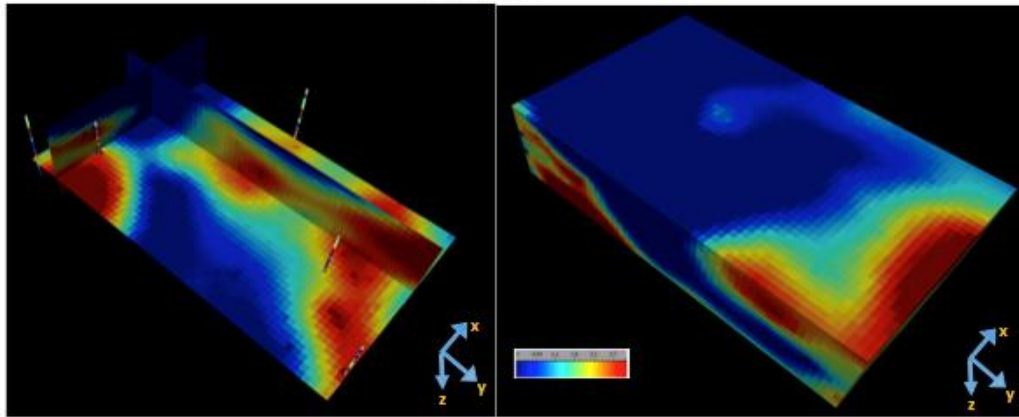
(a) Cortes en profundidad y laterales

(b) Cubo completo

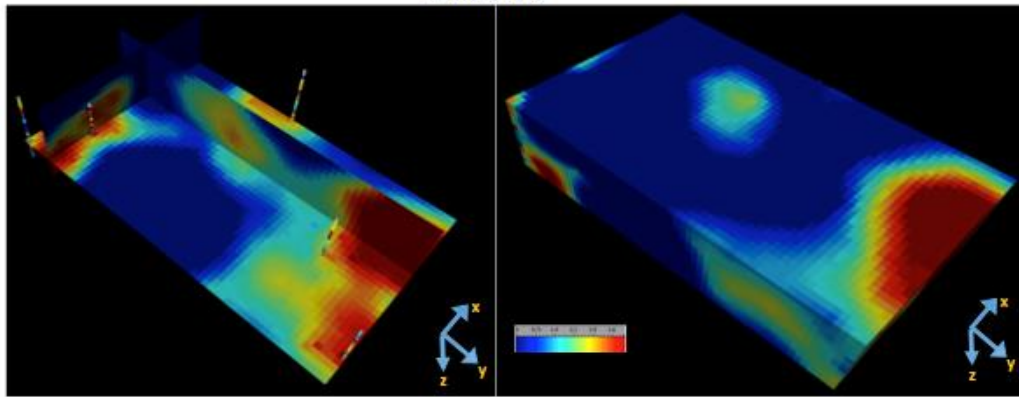
Figura 39. Volumen Volumétrico de Agua (BVW)

La estimación volumétrica de agua, Figura 39, nos indica los porcentajes de saturación de agua por la porosidad, por lo que se puede referir a un yacimiento casi homogéneo, con un alto contenido de agua de formación, esta propiedad esta muy bien estimada ya que concuerda por completo con lo observado en la literatura. Se sabe que este campo en su parte Sur, se encuentra bastante saturado de agua, en algunos casos la producción de barriles de agua es sumamente mayor a la producción de barriles de aceite por día, esta información esta publicada por el Servicio Geológico de Kansas en 1999.

3 Facies



4 Facies



(a) Cortes en profundidad y laterales

(b) Cubo completo

Figura 40. Estimación de Facies, para 3 y 4 facies

En el análisis de las facies, para poder distinguir de manera general la litología se realizaron en tres o cuatro grupos presentes en el cubo sur de la Figura 40, se observa que la distribución es muy semejante, tanto en la de tres como en la de cuatro facies, comparando los casos de tres y cuatro facies, las anomalías presentan únicamente variaciones en su distribución vertical y espacial. En el caso de la anomalía que se localiza al noroeste, esta reduce su distribución vertical y lateral cuando vamos de tres a cuatro facies, acentuando su forma casi puntual en la parte baja del volumen, para la anomalía del centro, al ir de tres a cuatro facies, se observa que disminuye la distribución vertical, pero aumenta su manifestación en superficie, al igual se observa que la distribución areal disminuye. Para la tercer anomalía al suroeste, al ir de tres a cuatro facies la distribución areal a profundidad

aumenta un poco, pero disminuye un poco su distribución vertical. Todos estos cambios, los podemos interpretar como una distribución litológica bastante discreta, que presenta puntos focales bastante marcados, la distribución del modelo geológico, mencionado en el capítulo 4 de geología, menciona que ya sea el modelo de cuatro o tres facies, ayuda a realizar una mejor interpretación de la distribución de facies dentro de la zona, ya que como se describió en apartado de resultados del capítulo 6.1 del análisis e interpretación mediante IP, las principales cuatro litologías presentes, en ocasiones pueden ser resueltas bien mediante el modelo de tres o el de cuatro, por ello se muestran ambos volúmenes.

Conclusiones del análisis del Cubo Sur

Analizando cada uno de los volúmenes generados para el cubo sur, se puede observar que la distribución de las propiedades son ligeramente mas homogénea que lo observado en el cubo Norte, lo que quizá responde a que se trata de una zona de menor tamaño, y a que la densidad de pozos es muy baja, demostrando una configuración poco uniforme dentro del volumen, esto puede ser atribuido a varios factores, entre ellos, los parámetros del variograma, los parámetros del análisis estructural, aunado a que el programa, no toma en cuenta las variaciones de los espesores de la zona.

Un factor importante dentro del análisis para esta zona, fue la densidad de datos que se tienen dentro del área de estudio, en este caso en específico, podemos decir que la densidad es relativamente buena, para la parte noroeste del cubo sur, por lo que contribuye con una mayor aportación de información y esto repercute en una mejor estimación de las propiedades dentro de esa zona, parte el sureste, suroeste y centro del cubo la densidad de pozos que se tiene es baja, por lo que la calidad de la estimación es pobre.

La estimación de los modelos de cada una de las propiedades, en conjunto con el análisis realizado, cuadra en su mayoría con la información bibliográfica y con la información procesada e interpretada de los modelos generados en IP, lo que, muestra que la estimación fue buena, y se puede considerar que el grado de confiabilidad es alto.

En este capítulo se procesaron, se analizaron y se interpretaron los resultados de todo el análisis realizado mediante los dos software empleados, se obtuvieron los cubos de la propagación de las propiedades petrofísicas y se ubicaron las mejores zonas posibles para una futura localización de nuevos objetivos. A continuación se verá el análisis de la información obtenida en el software de petrofísica desplegada en mapas, para su análisis espacial.

7. Mapa Horizonte Interés

Los mapas que se analizarán a continuación, muestran la distribución de las propiedades petrofísicas en planta y su distribución en el campo Schaben.

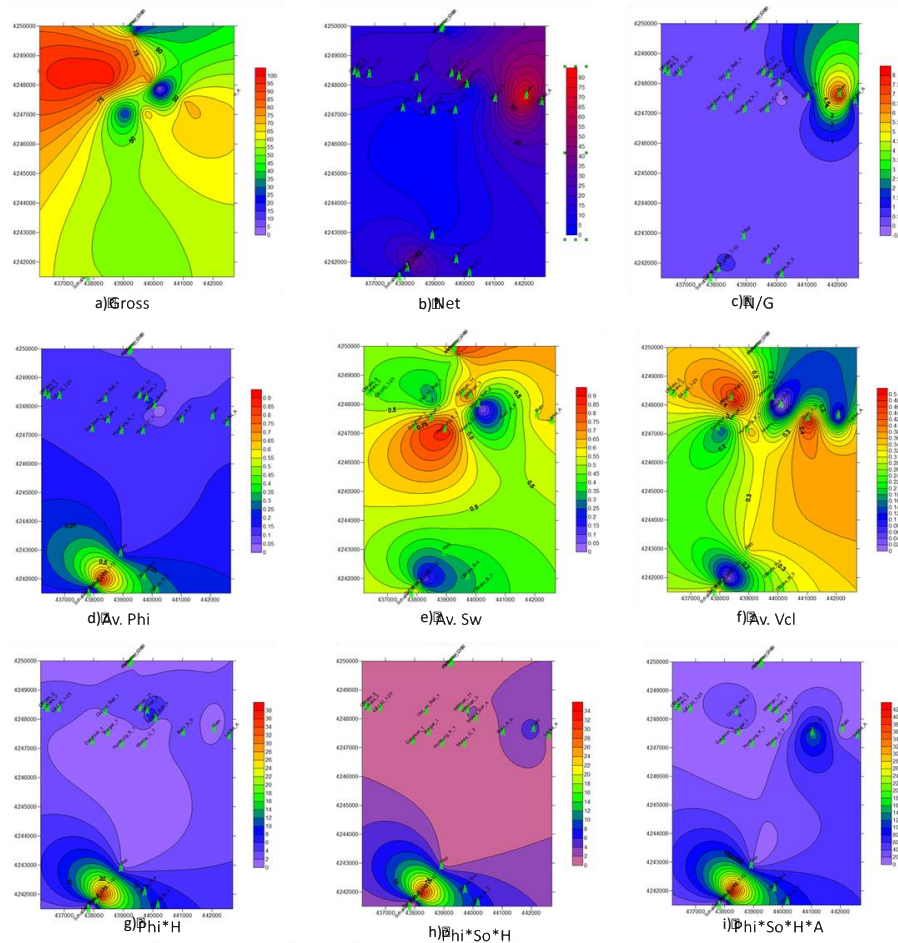


Figura 41. Mapas representativos del horizonte correspondiente al Grupo Cherokee del Pensilvánico a) espesor de la unidad “gross”, b) espesor neto de la unidad, c) relación net-gross, d) porosidad promedio, e) saturación de agua promedio, f) volumen de arcilla promedio, g) relación porosidad-espesor de la unidad, h) Indicador volumétrico de hidrocarburo i) Aceite insitu.

Los mapas mostrados en las Figuras 41 y 42 son representativos del horizonte correspondiente al Grupo Cherokee del Pensilvanico (Figura 41) y al Mississippico (Figura

42), fueron creados mediante Surfer, utilizando la base de datos del Servicio Geológico de Kansas (KGS) y el procesamiento a través de IP, con las profundidades reportadas de este mismo Horizonte.

Las configuraciones que se pueden observar en los diversos mapas corresponden a las propiedades que fueron calculadas en IP, se observa la distribución de estas propiedades en planta tomando en cuenta el relieve del horizonte a profundidad.

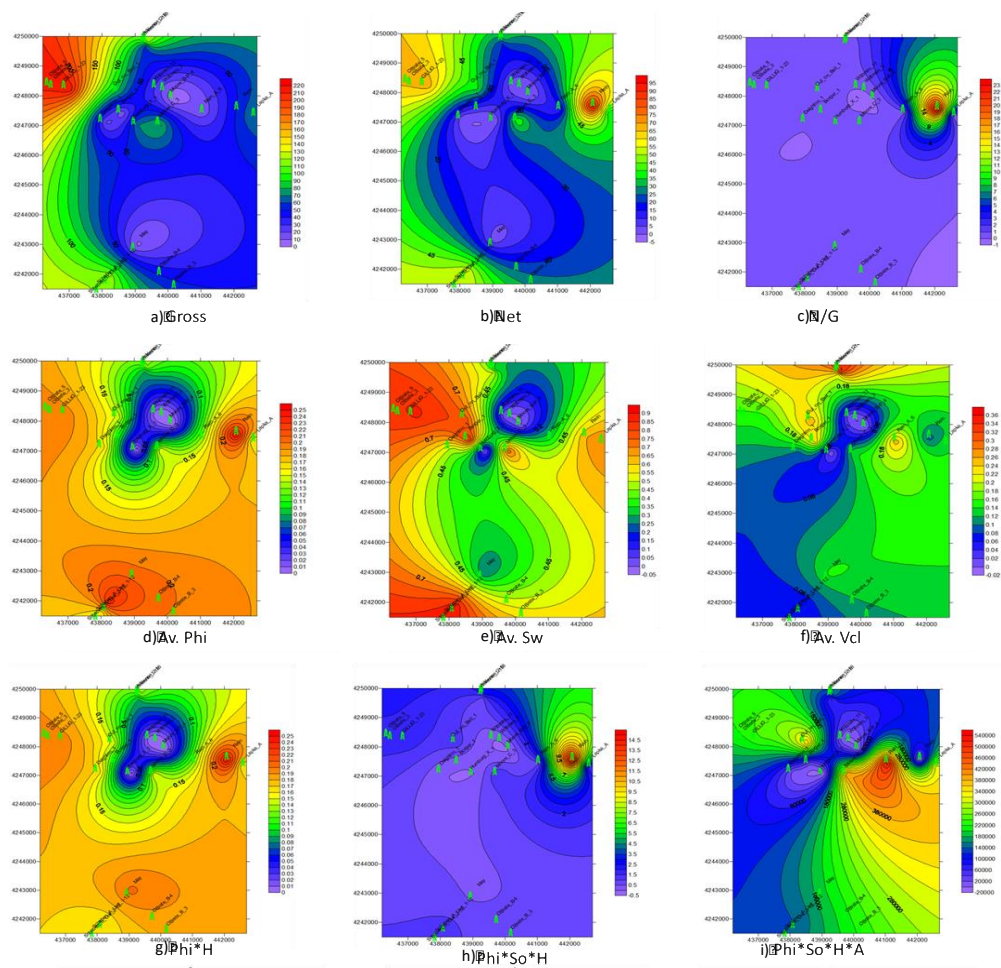


Figura 42. Mapas representativos del horizonte correspondiente al Mississipico a) espesor de la unidad “gross”, b) espesor neto de la unidad, c) relación net-gross, d) porosidad promedio, e) saturación de agua promedio, f) volumen de arcilla promedio, g) relación porosidad-espesor de la unidad, h) Indicador volumétrico de hidrocarburo i) Aceite insitu

Es posible observar que estas propiedades se distribuyen de manera no muy homogénea al igual que sucede en los cubos de propiedades analizados con anterioridad.

En la Figura 41 se observa una configuración en la que los mayores espesores se concentran al noroeste, también es posible observar dos pequeños cuerpos subredondeados al norte franco del mapa: los mapas de Net y la relación Net/Gross, son bastante similares y es lo que se espera según la configuración estructural de la unidad litológica. Presentando una “mayor relación” de espesores impregnados al noreste, el mapa de porosidad promedio representa bien lo indicado en la literatura, salvo por una pequeña anomalía al suroeste, la cual le podemos atribuir a la información procesada en IP, por lo general en el campo la porosidad es muy baja hablando de un valor de alrededor de 0.1 es decir alrededor del 10 %, la saturación de agua es muy alta ya y esto cuadra con lo reportado en la literatura, para el volumen de arcilla, en este horizonte reportan valores medios los cuales se esperaban.

Para la Figura 42. Los espesores también son considerables, sin embargo se observa que para el valor Net y la relación Net-Gross, estos valores toman una configuración diferente y se concentran en la parte central del mapa, para la relación N/G, vemos que su mejor relación está en la parte noreste del mapa, la porosidad para esta unidad es un poco mayor oscilando alrededor del 0.15 ó 15%, presentando tres puntos focales dos de ellos con porosidades de alrededor del 0.2 y una zona con porosidades casi del 0 %. El promedio de saturación de agua y de volumen de arcilla, son semejantes a los de la Figura. 45 en el sentido de que la distribución de ambos es casi uniforme, mostrando sólo un punto focal representativo en ambos mapas, que coincide con ser el valor más bajo en todos ellos y tendiendo tres pozos que confirman su información.

Los mapas que se analizaron son de suma importancia para el análisis de la distribución espacial de las propiedades a lo largo y ancho de todo el campo, en el siguiente capítulo se estudiarán las secciones geológicas y la configuración del relieve estructural entre los pozos.

8. Secciones Geológicas

A continuación se analizarán las secciones geológicas que se obtuvieron a partir de la información manipulada en el software de petrofísica, su orientación espacial y su ubicación dentro del campo Schaben.

Las secciones geológicas que se muestran a continuación fueron creadas con el fin de observar la configuración tanto de la continuidad como su distribución y observar el relieve a profundidad de los horizontes de interés, entre ellos destacando del Pensilvánico los cuerpos del Pensilvánico Inferior Pertenecientes al Grupo Marmaton, las formaciones Caliza Pawnee y la Formación Fort Scott y el Grupo Cherokee, estos en su frontera con el Mississipoco Superior de las Formaciones Caliza Warsaw y Grupo Osagain, algunos de estos cuerpos como se denotara a continuación en la descripción de algunas de la secciones no se encuentran presentes, por lo que en su ausencia encontramos ya sea una formación o un grupo superior o inferior.

Con esto podemos decir que los yacimientos (acumulación) del hidrocarburo se encuentran distribuidos entre los cuerpos del Ordovícico Superior y el Pensilvánico Inferior, los distintos cuerpos presentan importantes acumulaciones de hidrocarburos. La distribución de estas reservas se ve alterada por la configuración estructural perteneciente a la zona, encontrando algunas pequeñas elevaciones que responde a altos estructurales que modifican la movilidad del hidrocarburo, y por ende su distribución, al igual que gran parte del campo se observa una configuración estructural casi plana, por lo que podríamos suponer una distribución del hidrocarburo homogénea, que en realidad así es, sólo se ve alterada por las cualidades de permeabilidad de las rocas insitu, las rutas de migración que se encuentren

presentes, los niveles de fracturamiento presentes en las rocas, los tipos y factores de porosidad específicos para cada zona de estudio.

Se crearon seis diferentes secciones, tres secciones por cada zona de estudio, Figura 43, las cuales abarcan de Norte a Sur y de Este a Oeste, cada una de ellas puede ser observada en el Apéndice 3.

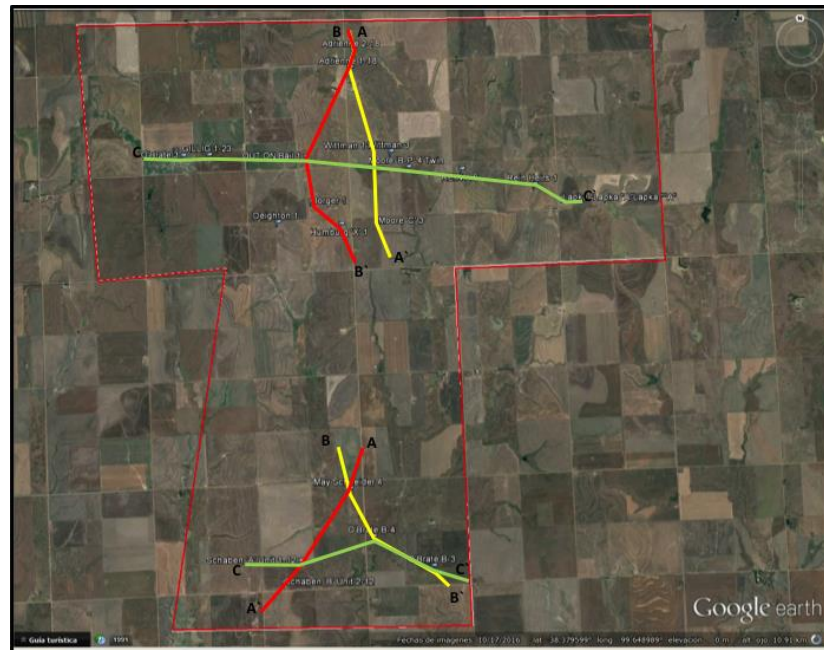


Figura 43. Mapa de ubicación de las secciones.

Las secciones están identificadas como:

Secciones Cubo Norte:

- Sección A-A'
- Sección B-B'
- Sección C-C'

Secciones Cubo Sur:

- Sección A-A'
- Sección B-B'
- Sección C-C'

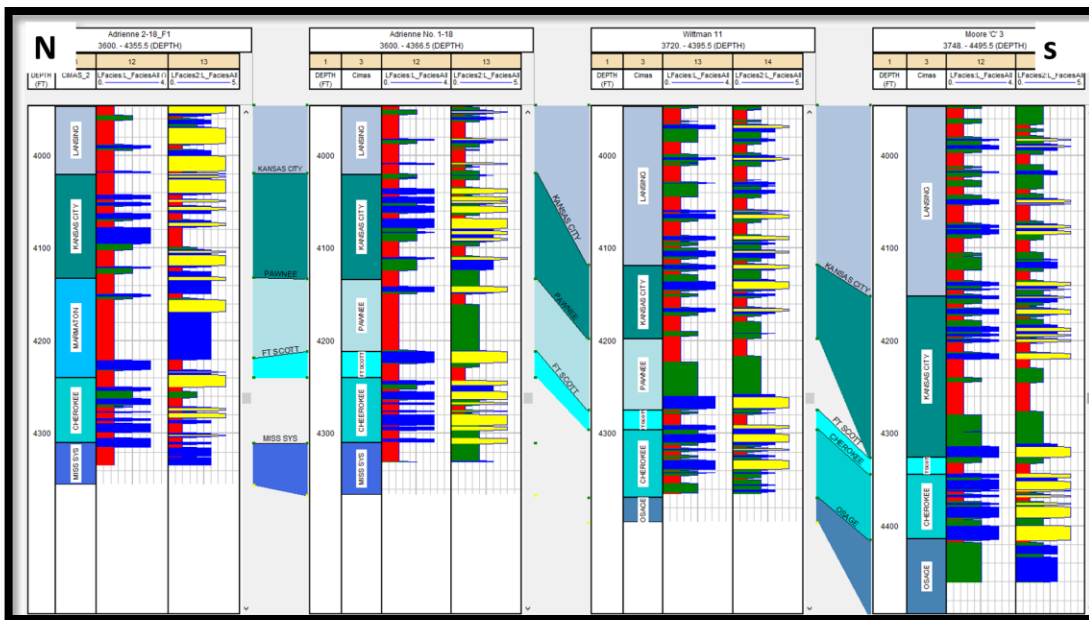
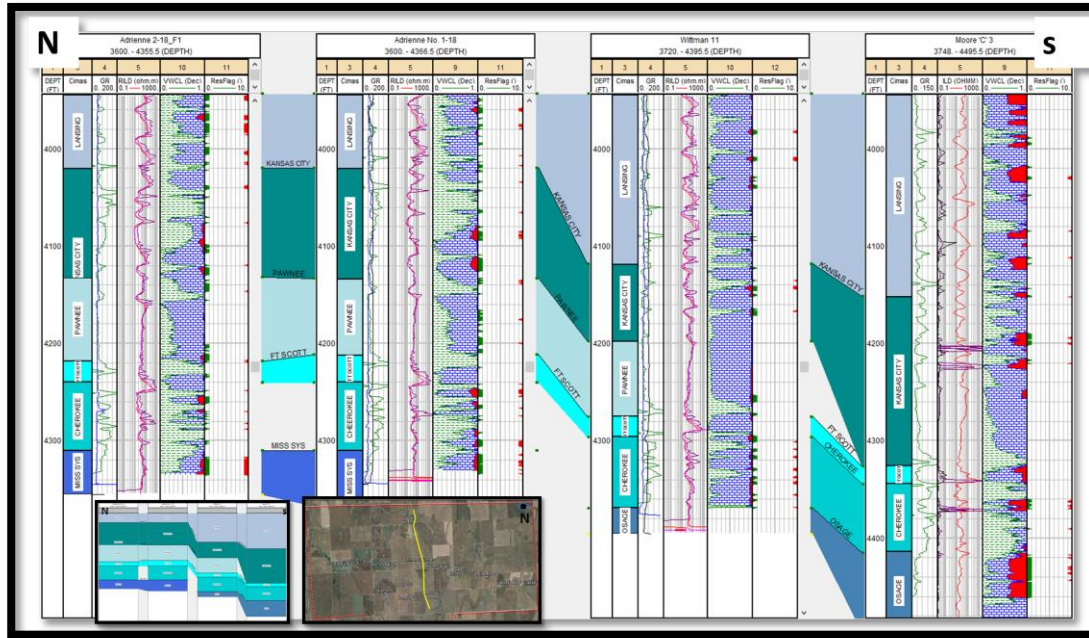


Figura 44. Sección Geológica y de Facies dirección A-A', del Cubo Norte. Con un desnivel en dirección Sur, que según el análisis petrofísico presenta una mayor concentración de hidrocarburos en estas zona.

Por lo tanto con estos mapas podemos crear una imagen de como se encuentra el campo, Figura 44, las distribuciones que presentan en relieve y el contenido de hidrocarburos, sin olvidar que toda esta recreación solo se lleva a cabo sobre esa línea (sección).

9. Análisis de Resultados

Se observa que las propiedades de cada uno de los cubos, es concordante con la literatura, por ellos es factible decir que el análisis realizado de la estadística en la propagación de cada una de las propiedades, para los cubos Norte y Sur, se realizó de manera adecuada, con buena estimación de las propiedades.

Al analizar cada uno de los cubos y ver su concordancia con respecto a los pozos empleados para generarlos, se observa, que si es cierto que no en toda el área de la estimación el volumen es acertado debido a la variabilidad de los parámetros involucrados en ella, es cierto que una estimación ayuda muchísimo a la caracterización del yacimiento, independientemente de las dimensiones del área de estudio, sólo dependiendo de la densidad de la información de pozos que se tenga.

La estimación es una de las mejores herramientas para este tipo de procedimientos, ya que puede ser actualizada constantemente, nutriéndola de muchos más valores y parámetros que aporten mayor información, para enriquecer los modelos. Hablando específicamente de este trabajo, se observó que el procesado de los pozos es sumamente valioso y conlleva la parte fundamental de la generación de la base de datos para los volúmenes petrofísicos, sin embargo, las características empleadas para el análisis estructural de los variogramas, llevan el otro cincuenta por ciento de los parámetros fundamentales para la obtención de volúmenes con un alto grado de credibilidad.

La correlación que se observó entre los cubos y los pozos es buena, y muestra la confiabilidad de los volúmenes y su método de estimación, se observan las zonas con potencial de almacenamiento de hidrocarburo, las zonas con mejor porosidad, zonas con

mayor concentración de arcilla, las zonas con mayores volúmenes de agua y una estimación de las permeabilidades posibles en la zona.

Todos estos valores estimados ayudan a crear una imagen representativa (estimada) de la distribución de las propiedades petrofísicas en las zonas estudiadas, demostrando que las propiedades no se comportan de manera lineal o tabular y su distribución es completamente aleatoria, pero con una relación entre sí, que se encuentra dominada siempre por un factor regional que dictó las condiciones para ser depositados, que, sólo con un entendimiento geológico es posible interpretar y darle un sentido racional a todo el trabajo desarrollado en este proyecto de tesis.

Con todo lo mencionado anteriormente se puede observar la distribución de las mejores propiedades petrofísicas en el medio, facilitando esto la ubicación de futuras localizaciones para maximizar la recuperación del hidrocarburo remanente en un campo de este estilo, considerado maduro.

El conocimiento de la distribución de las propiedades en conjunto con el análisis del histórico de producción del campo, la geología estructural y estratigráfica, los métodos de recuperación mejorada existentes, y un buen plan de monitoreo del yacimiento durante toda la vida del campo, desde su inicio de producción, son la mejor estrategia para idear un plan recuperación-producción idóneo, que puede extender la vida del campo muchos años más y seguir produciendo buena cantidad de barriles al día, que sí, bien es cierto nunca se va a comparar a los valores de producción originales, sí seguirá aportando a la producción diaria del país.

10. Conclusiones

La propagación de algunas propiedades tales como; volumen de arcilla, saturación de agua (S_w), permeabilidad promedio, porosidad promedio, Pay Flag, Res Flag, volumen volumétrico de agua (BVW) y estimación de facies (3 y 4) dentro de un área de estudio dependerá de muchos factores, por mencionar algunos, dependerá del modelo usado en la determinación de propiedades petrofísicas, de las características del subsuelo y de la calidad de la información de los registros utilizados, donde el objetivo primordial es la búsqueda de hidrocarburos y la caracterización integral de un yacimiento, mediante la evaluación del subsuelo, estos elementos van un paso más allá de los inicios de la industria petrolera, cuando la perforación masiva y el sentido común eran los que guiaban la explotación.

Ahora con toda la información que se tiene a la mano, y los recursos tecnológicos que se disponen, es posible realizar simulaciones y estimaciones que nos lleven a la creación de modelos del subsuelo, que nos permitan recrear las condiciones bajo las cuales se puede encontrar el hidrocarburo, siendo esto una técnica de exploración ideal para medios complejos.

Los modelos petrofísicos obtenidos de manera teórica, contienen información real, estimados con valores reales en condiciones simuladas bajo parámetros fijados, esto es que la información conlleva un sesenta por ciento de realidad pero un cuarenta por ciento de condiciones ideales, lo que nos dice, que la información que obtenemos, es un acercamiento a la configuración real del medio, que puede ser enriquecido cada vez más, estar mejor estimado, más robusto y mejor interpretado. Sin embargo, siempre existirá el factor humano, y este estará sujeto a la estimación e interpretación.

Pero que bajo las mejores condiciones de capacitación, estudio, análisis y entendimiento de la geología de la zona, es candidata a ser una herramienta muy poderosa que caracteriza y recrea lo que se tuvo en el pasado, lo que se tiene hoy en día y más importante las condiciones en las cuales se encuentra.

Por ello creemos que la generación de volúmenes petrofísicos, es realmente un aporte muy importante para la caracterización integral de un yacimiento, esta caracterización debe de ser un requisito obligatorio a ser realizado durante toda la vida del yacimiento, desde su inicio hasta el cierre del mismo. De tal manera que esto maximice la producción, minimice los remanentes y prolongue la vida del yacimiento, todo esto bajo un plan continuo de monitoreo del yacimiento.

Por lo tanto este tipo de estudios son sumamente importantes en la caracterización integral de yacimientos maduros, para poder optimizar su producción mediante un plan de recuperación mejorada.

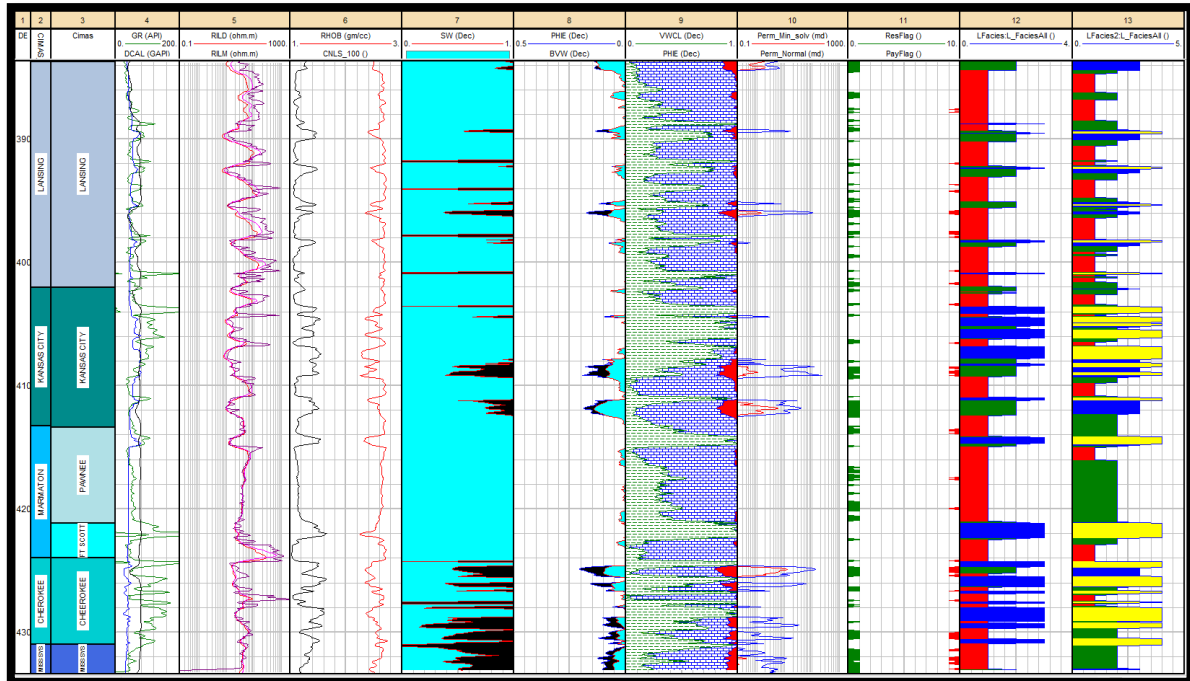
Recomendaciones

Como futuro trabajo, se recomendaría realizar el análisis del histórico de producción, contemplando producción total, estimación del volumen remanente y volumen estimado total del yacimiento. Además del análisis de costos de operaciones de producción (exploración, explotación), con respecto al costo del barril en el mercado, para analizar la viabilidad del proyecto y sus márgenes de ganancia.

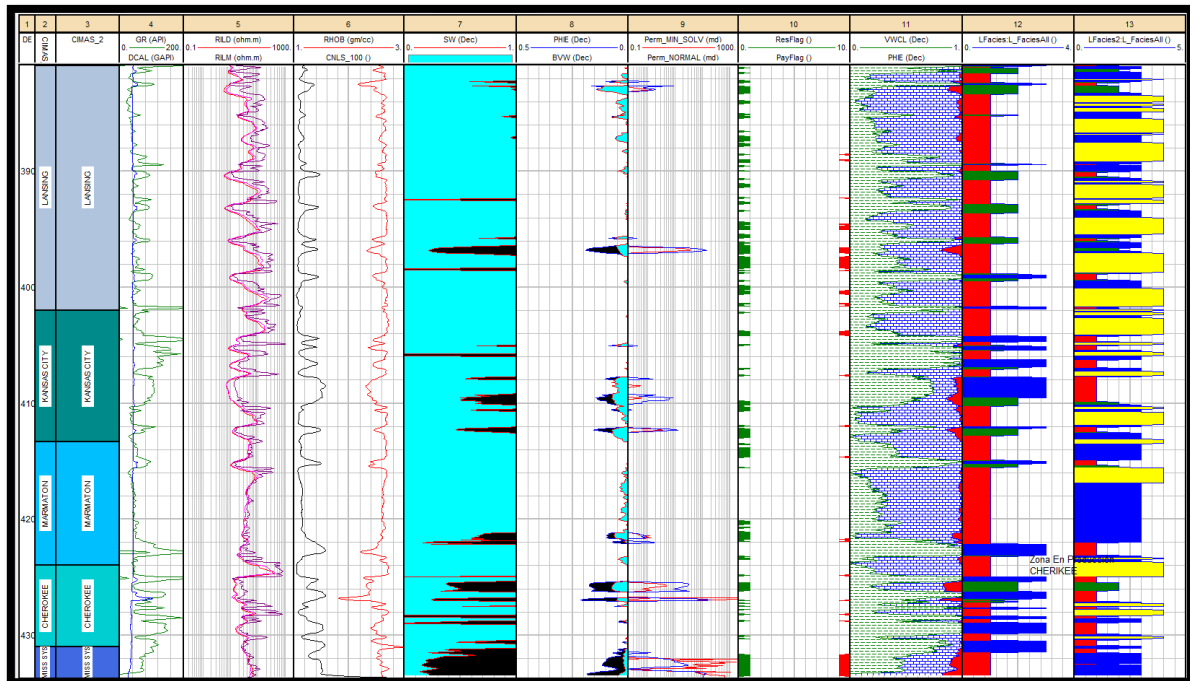
APÉNDICE 1.

“Tablas de los análisis petrofísicos de los 21 pozos analizados mediante IP.”

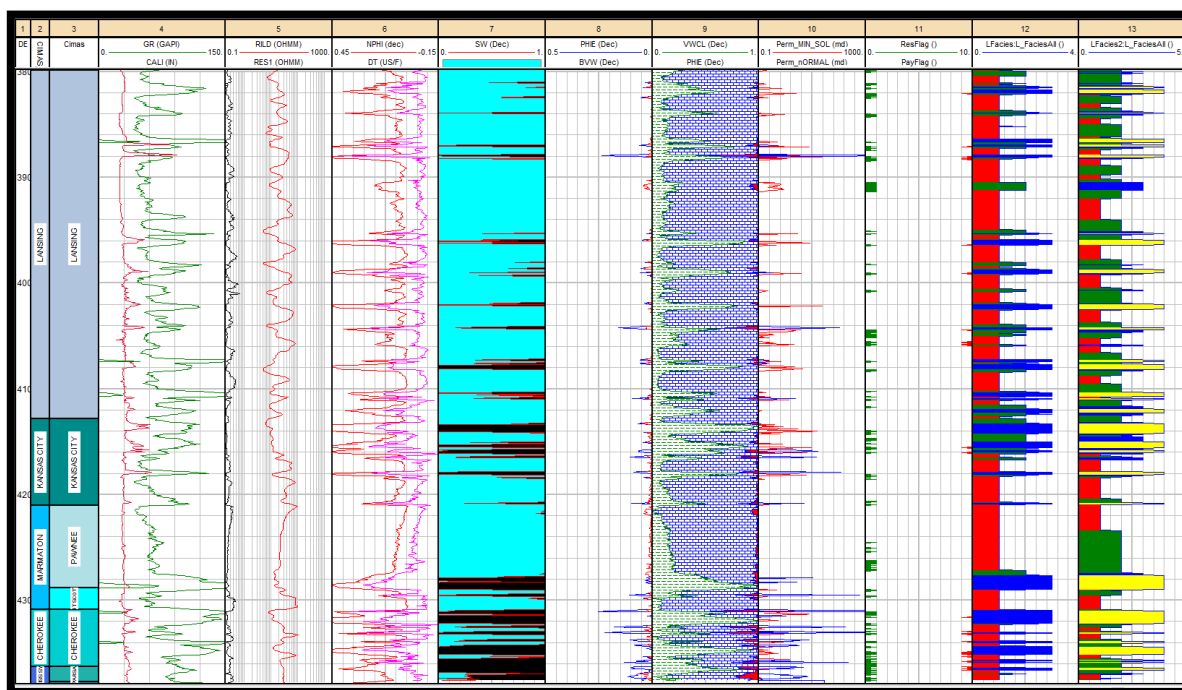
Adrienne 1-18



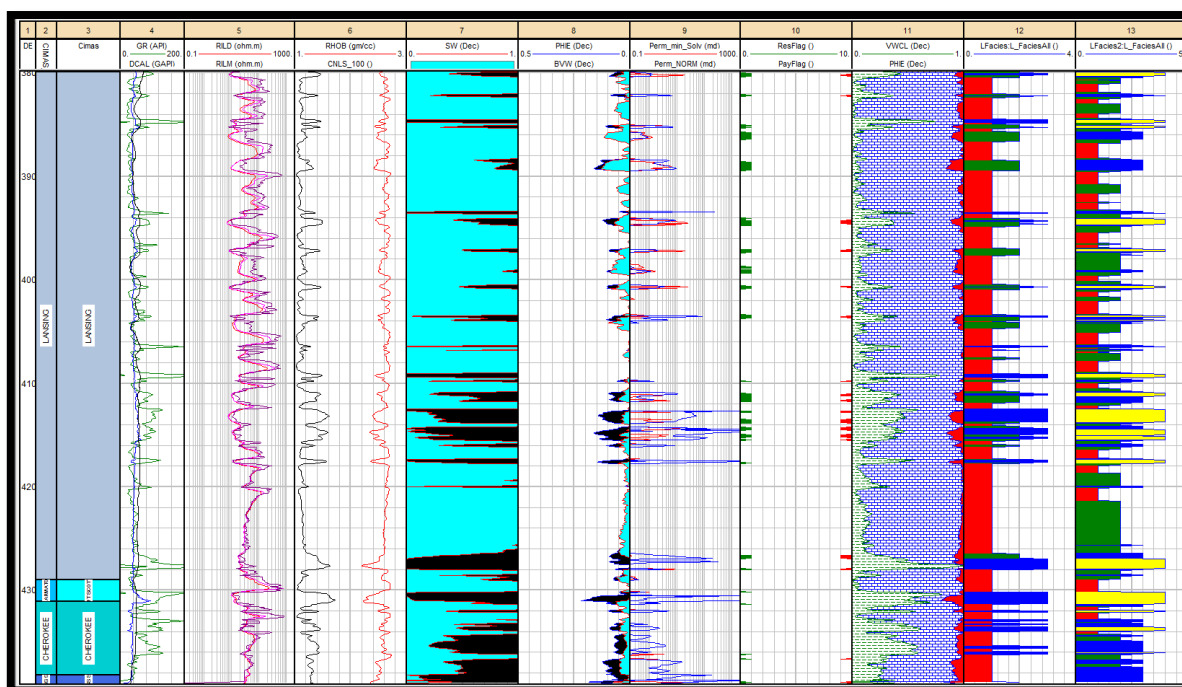
Adrienne 2-18



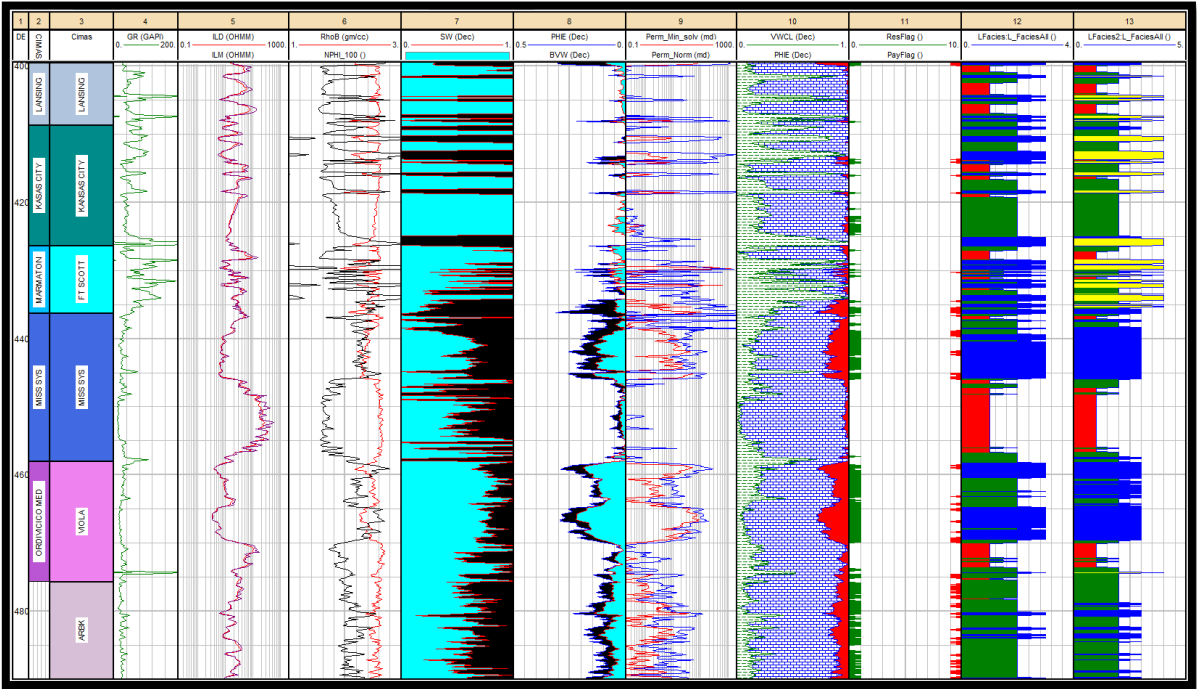
Borger 1



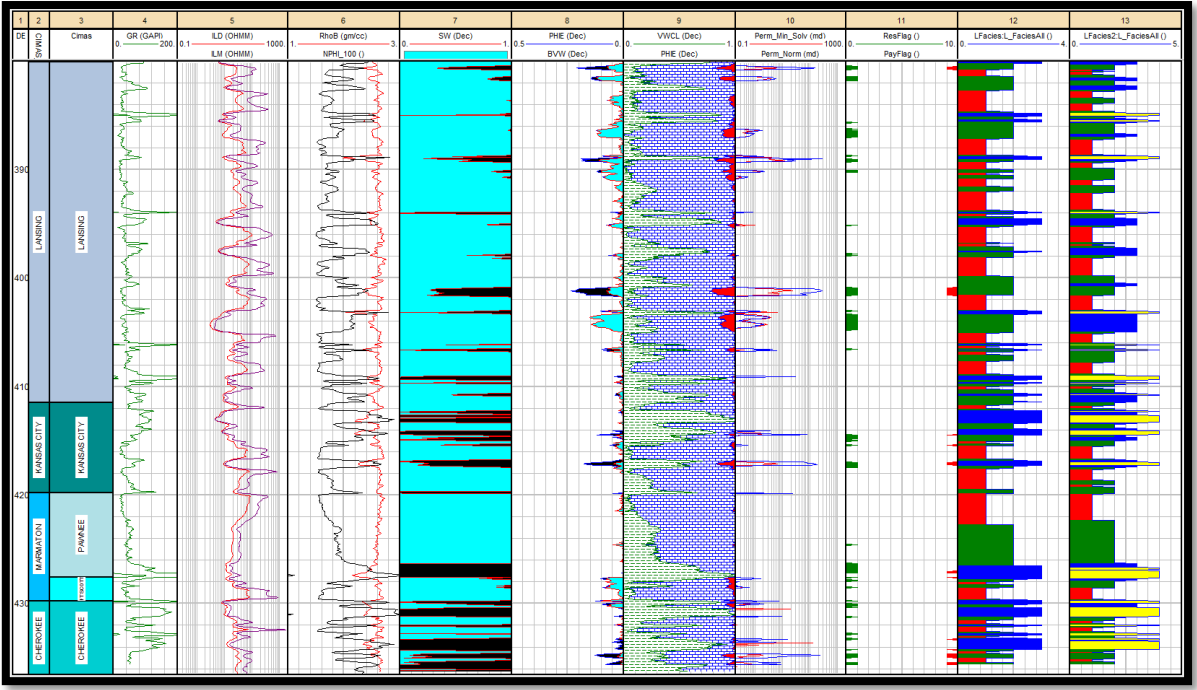
Deighton 1



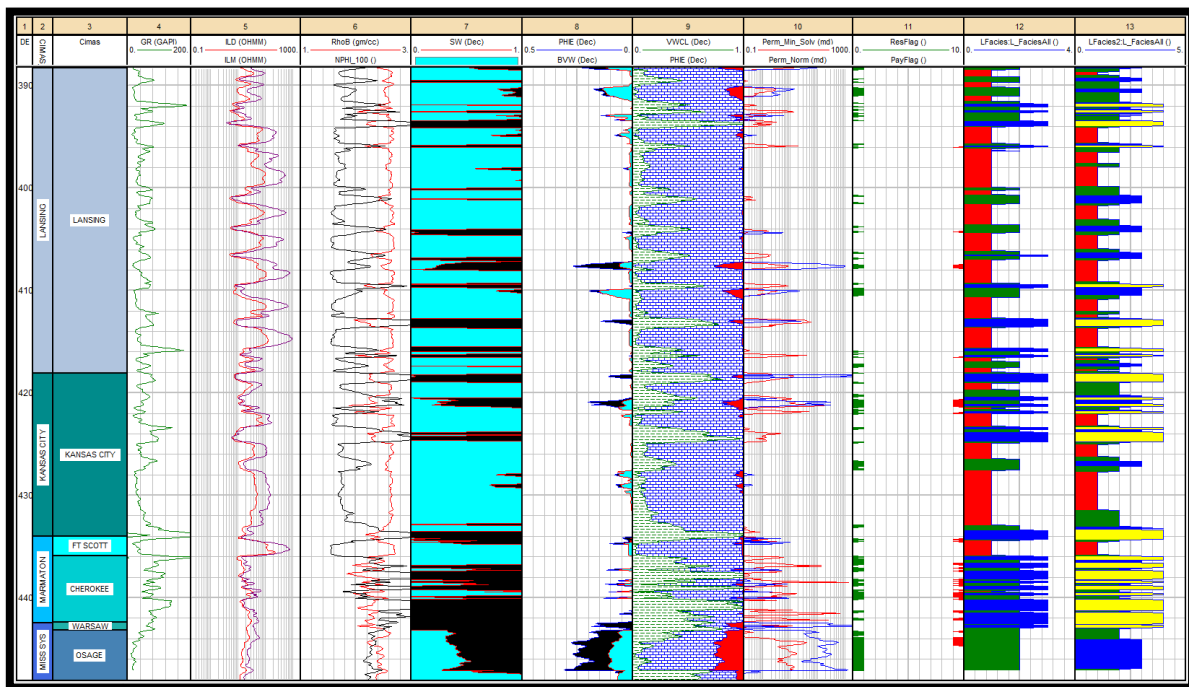
Gillgg 1-23



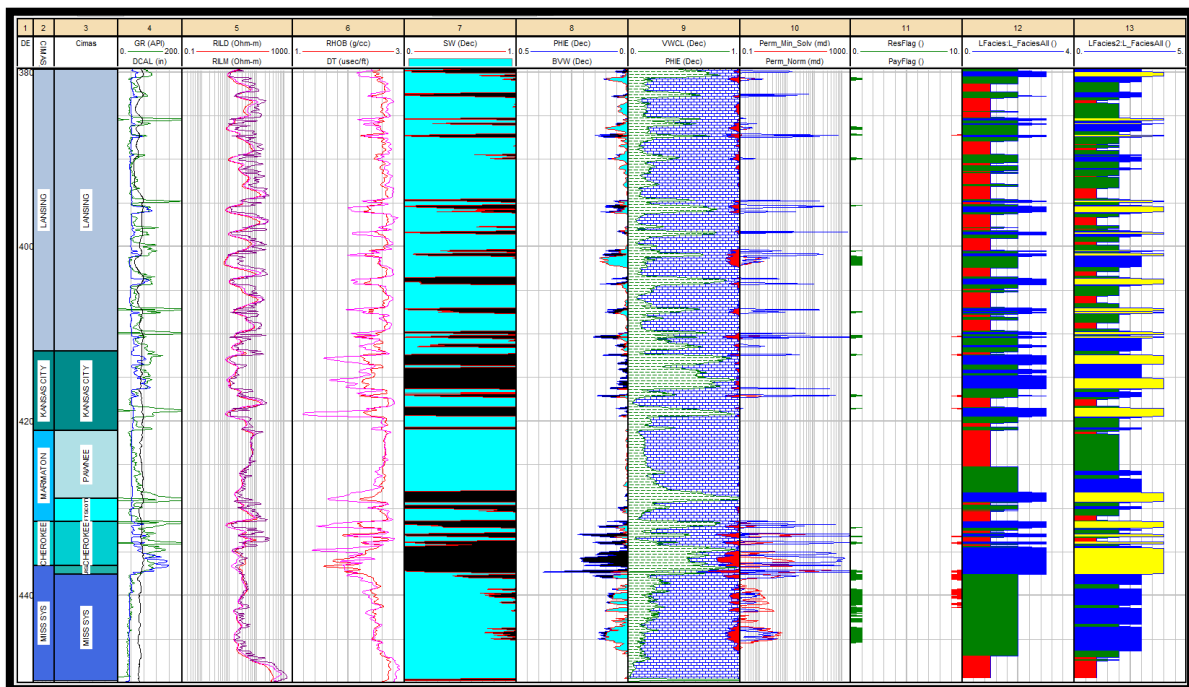
Humburg 'X'1



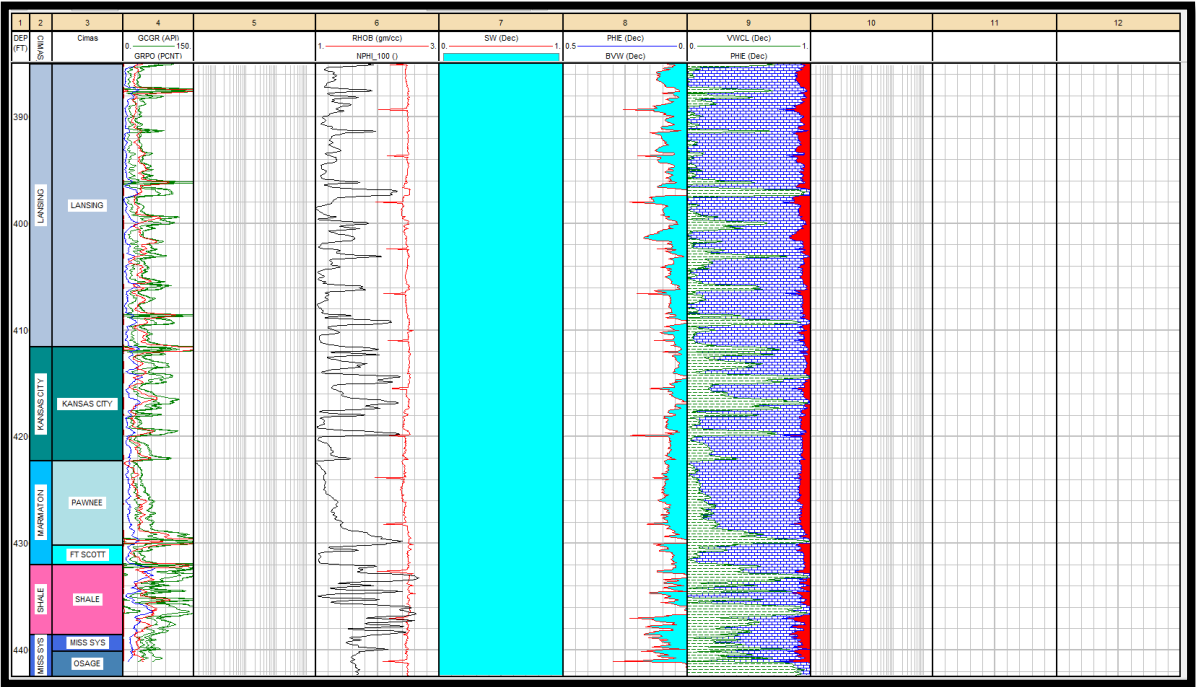
Lapka “A” 1



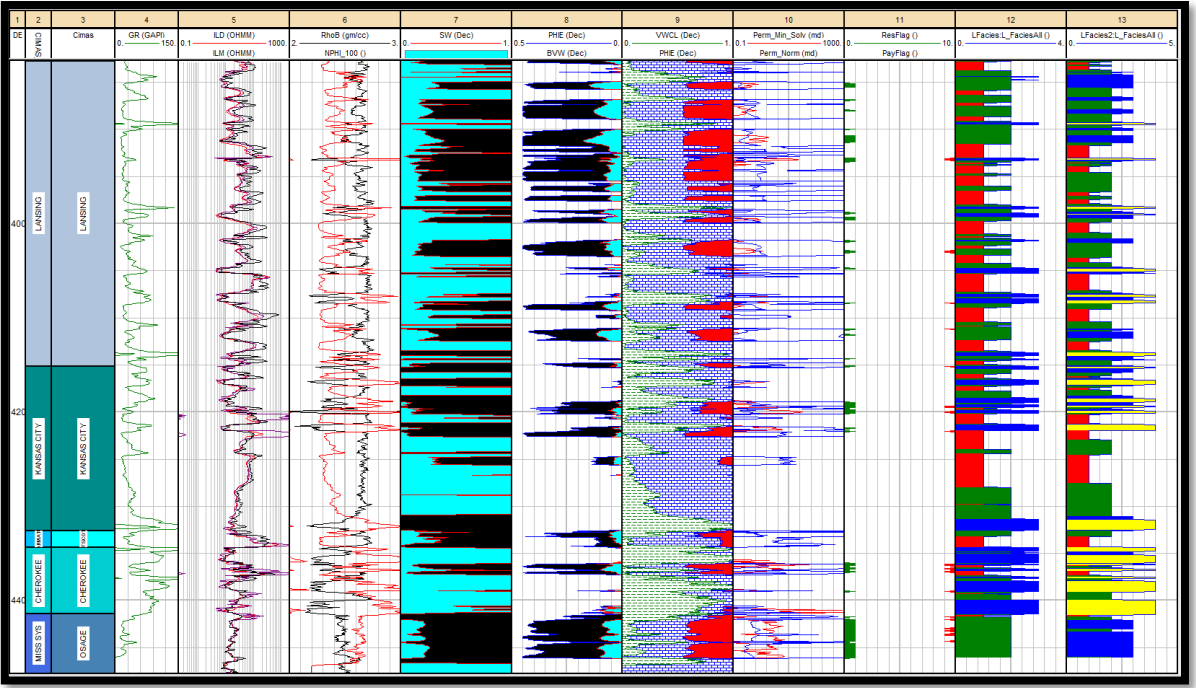
May Schneider 4



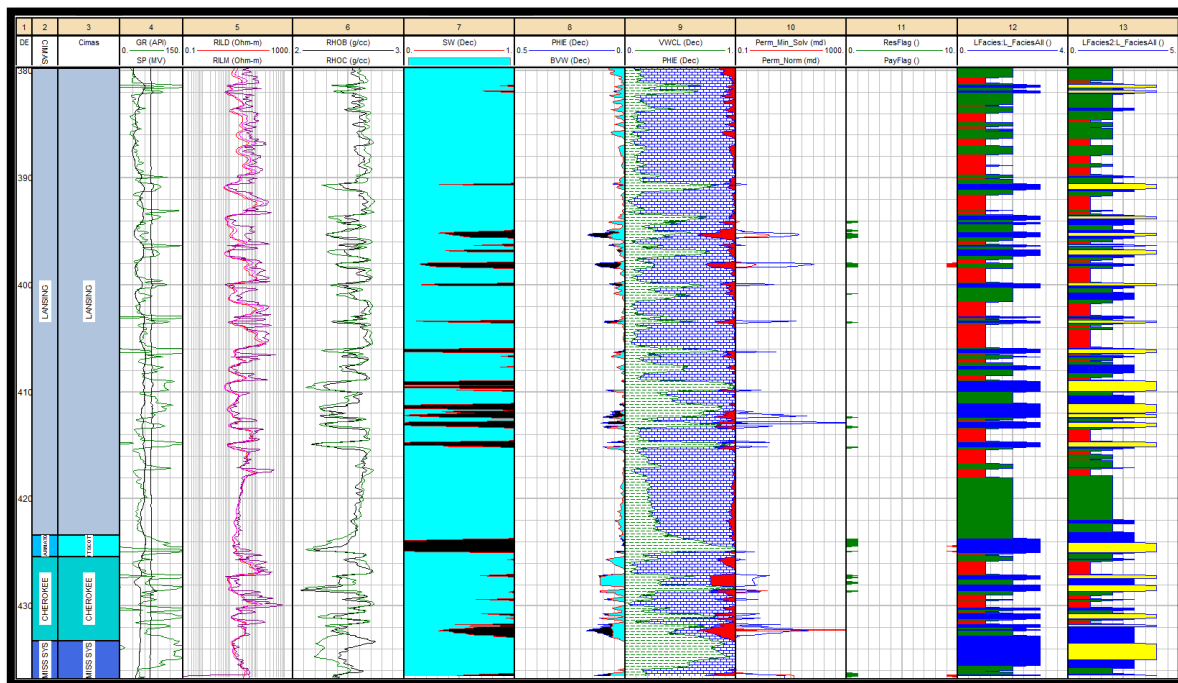
Moore 'B-P'4 Twin



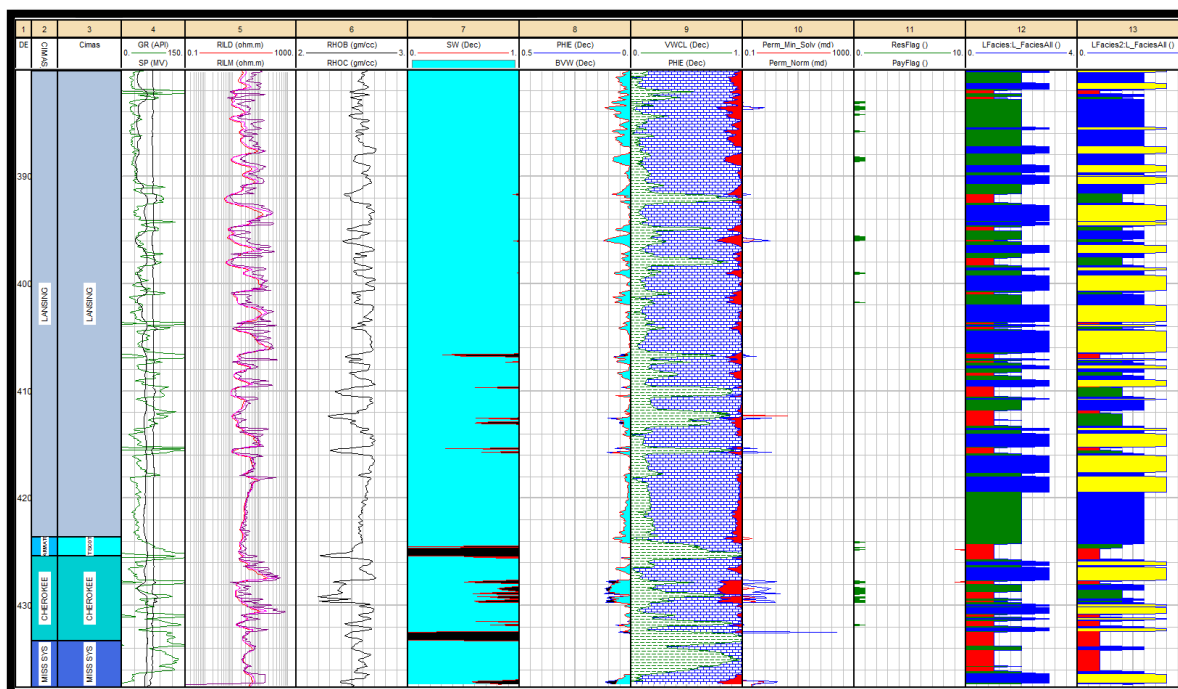
Moore 'C'3



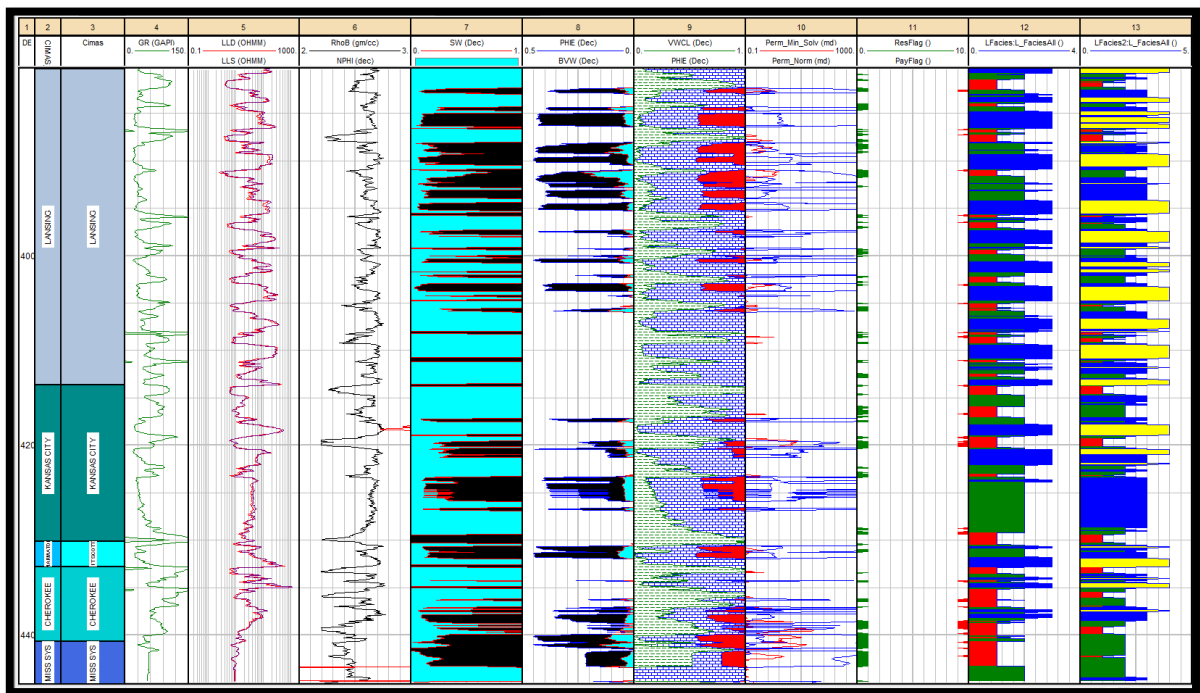
O'Brate 3



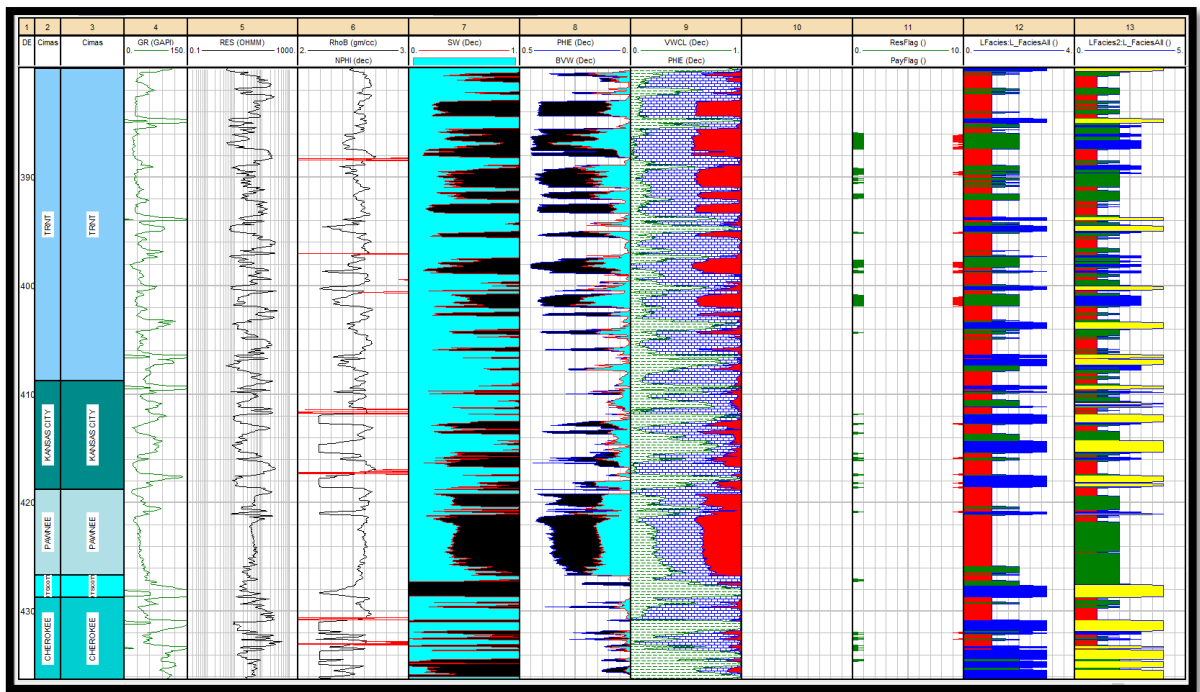
O'Brate 5



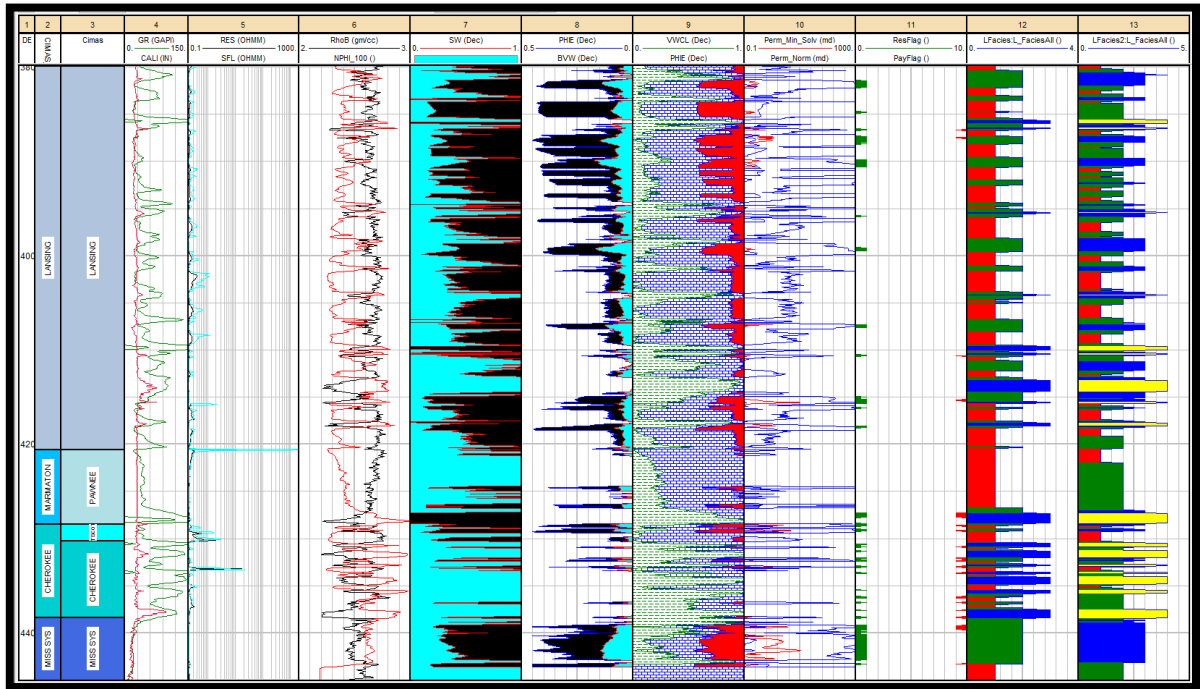
O'Brate B-3



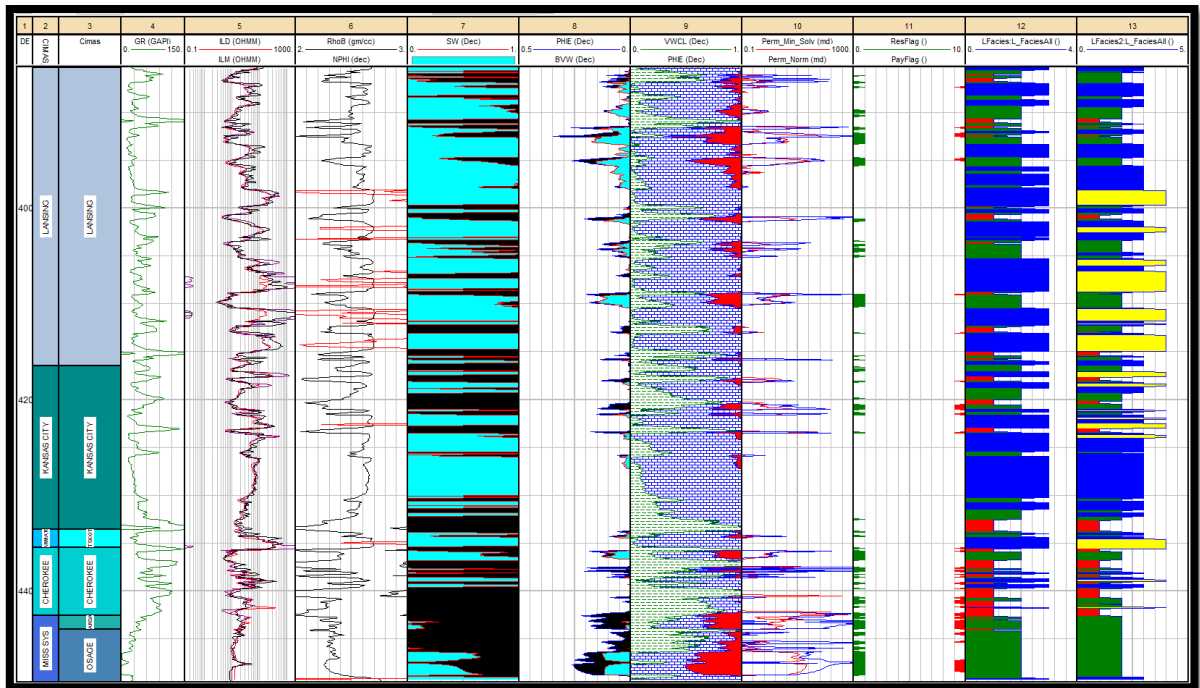
O'Brate B-4



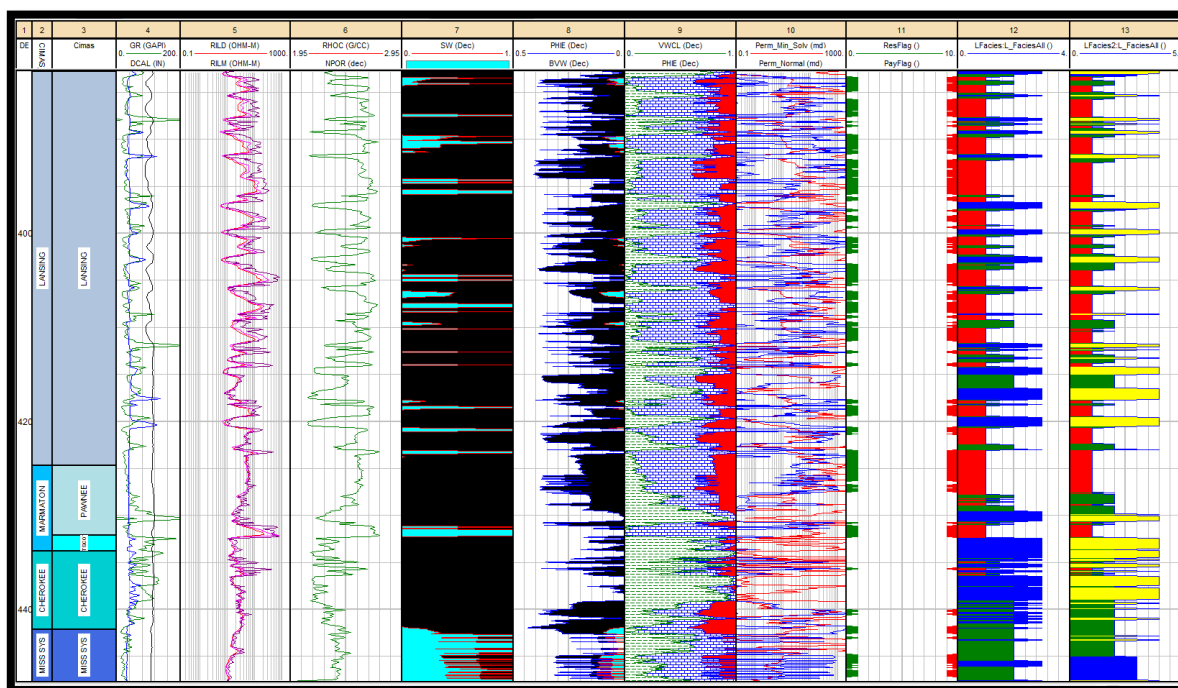
Out on Bail 1



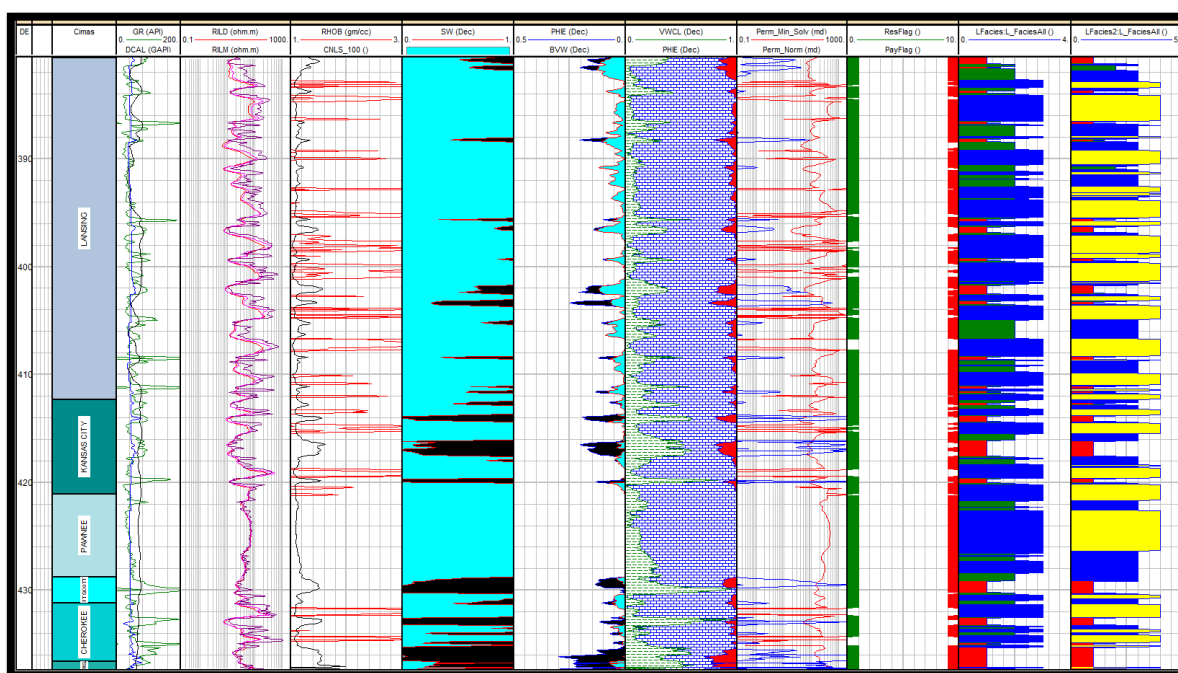
Rein 'A'6



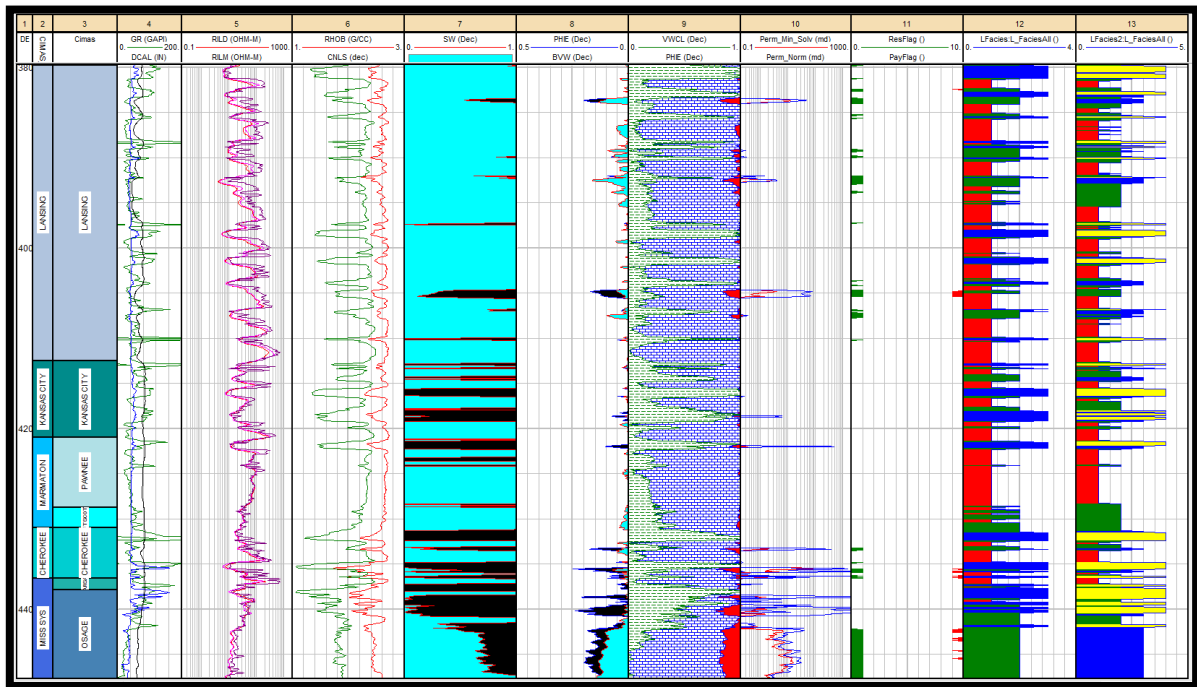
Rein Heirs 1



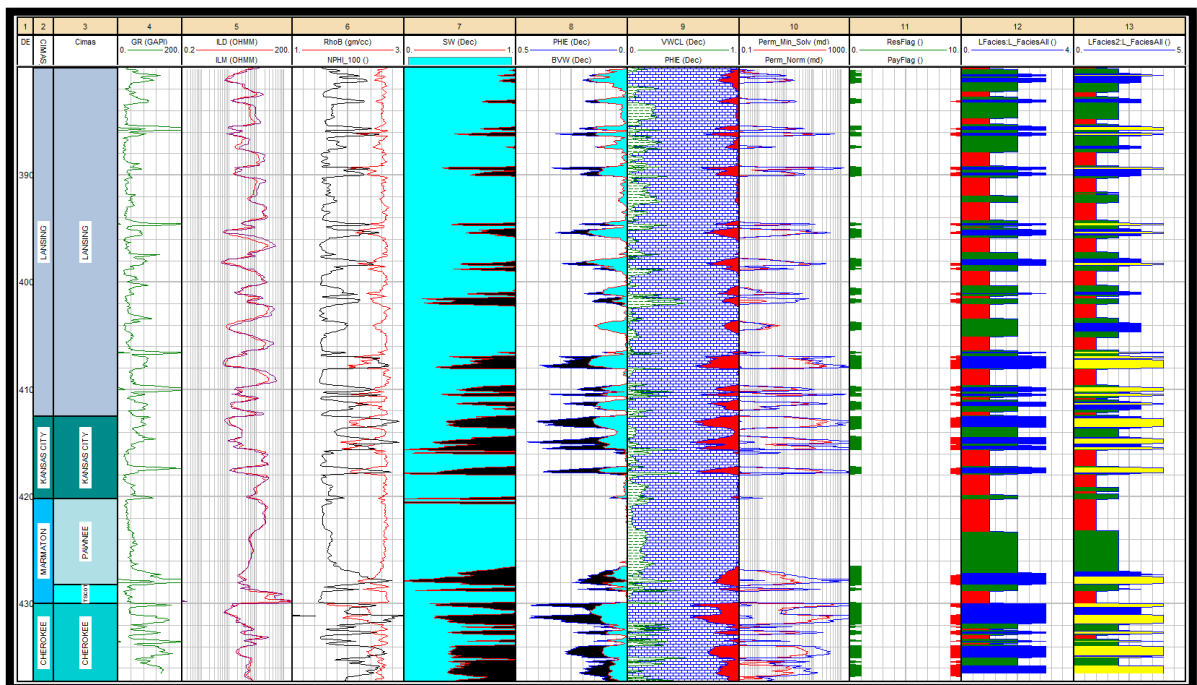
Schaben 'A' Unit 1-12

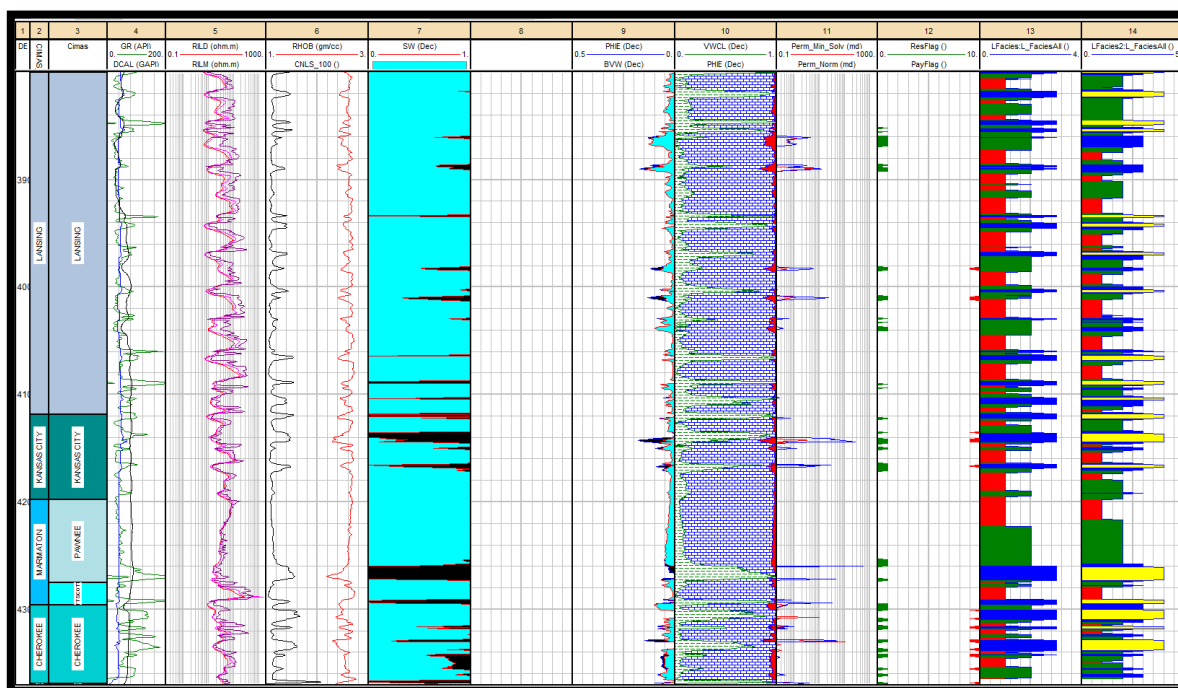


Schaben 'B' Unit 2-12



Wittman 11





APÉNDICE 2.

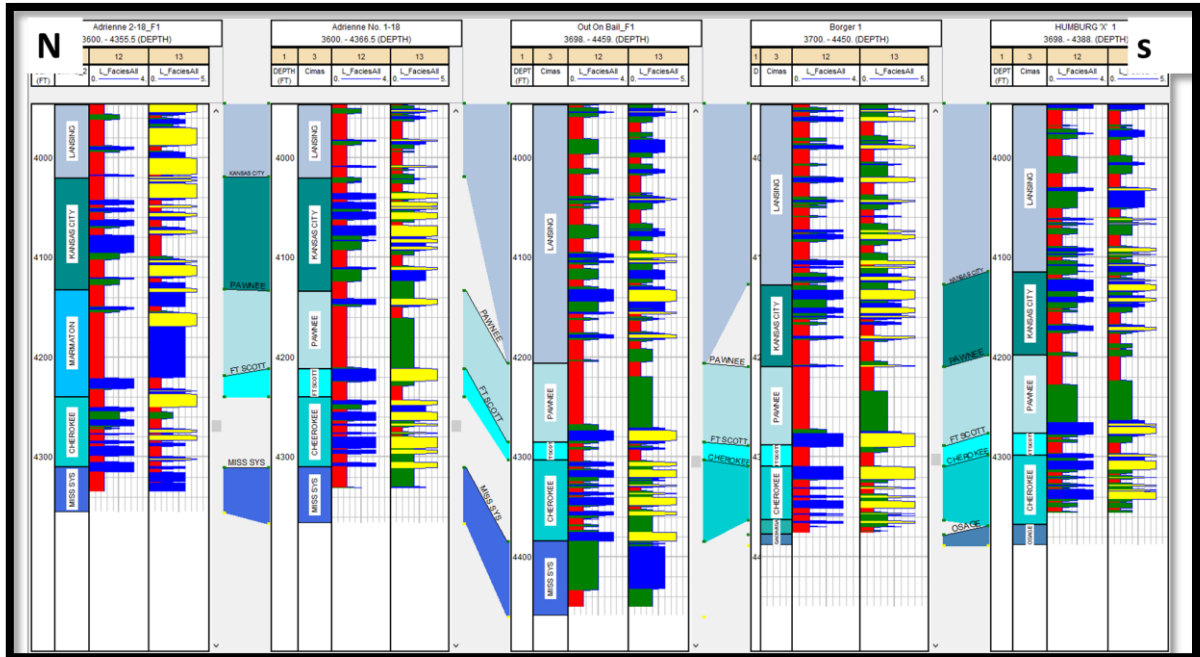
“Valores Tomados en cuenta para la creación de los variogramas y de los modelos estructurales.”

1. Número de pasos (number of lags): corresponde al número de pasos a calcular o también denominado como el tamaño del dominio
2. Separación de lag (lag separation): distancia entre lag a la que se calcularan los puntos del variograma experimental.
3. Tolerancia del Lag (Lag Tolerance); va entorno a la separación del lag, este valor es 0.5 veces de la separación del lag.
4. Número de direcciones: numero de direcciones a lo largo para calcular los variogramas experimentales.
5. Azimut: Es la dirección en la que se calcula el variograma experimental el cual se mide desde un plano horizontal desde el Norte con dirección de las manecillas del reloj.
6. Inclinación (Dip): Grados verticales desde el plano horizontal, con dirección hacia la derecha. Una inclinación cero corresponde a la distancia horizontal, considerando la dirección hacia arriba positiva y hacia abajo negativa.
7. Tolerancia angular en la inclinación: Corresponde al ángulo dentro del cual se considera válido un punto.
8. Ancho de banda (Bandwidth): Es la desviación máxima aceptable a partir del vector de dirección.
9. Tipo de medida: Elección métrica adecuada para los patrones espaciales de dos variable, permite el ajuste del modelo, las opciones son las siguientes:

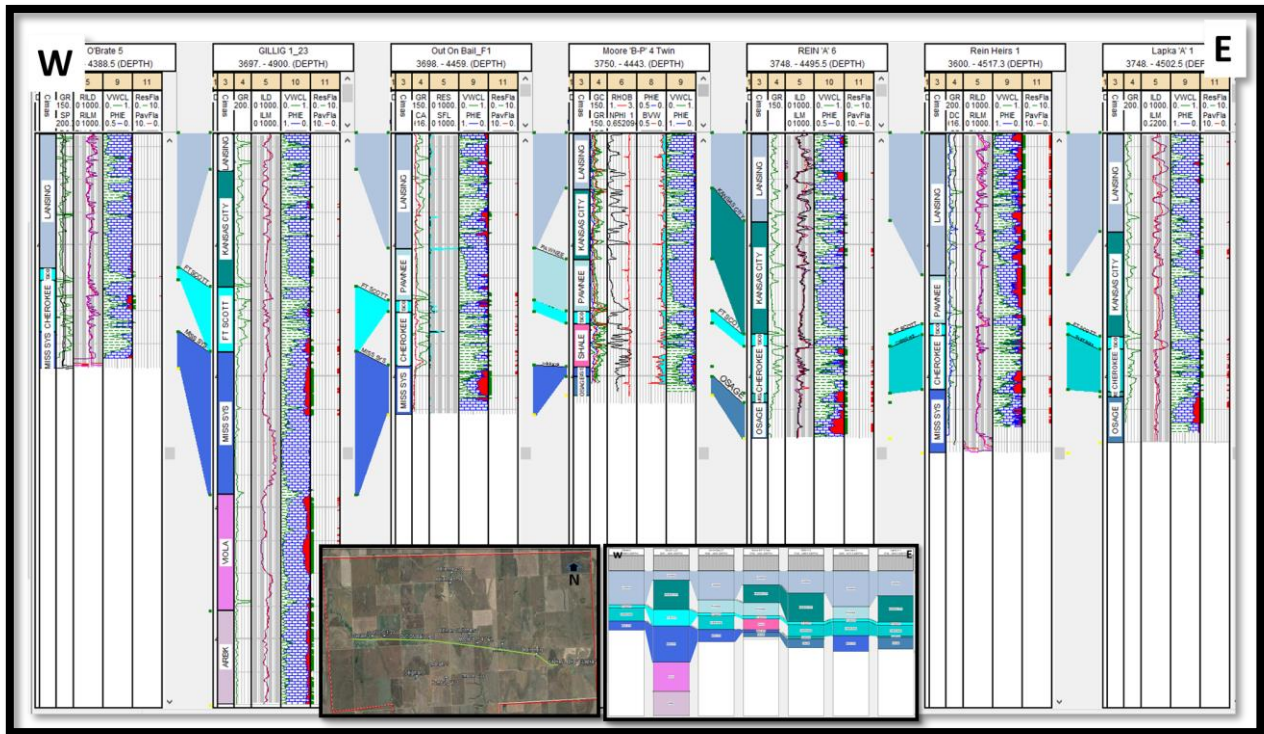
1. Efecto pepita (Nugget Effect)
2. Numero de estructura: numero de estructura para el modelo lineal de la regionalización.
3. Sill: Valor constante que toma el variograma en distancias mayores al rango
4. Tipo de variogramas: pueden ser esférico, exponencial y Gaussiano.
5. Gamas del variogramas: Intervalo puede ser cambiando manualmente el valor o por la barra deslizable.
6. Ángulos: los ángulos que definen la anisotropía

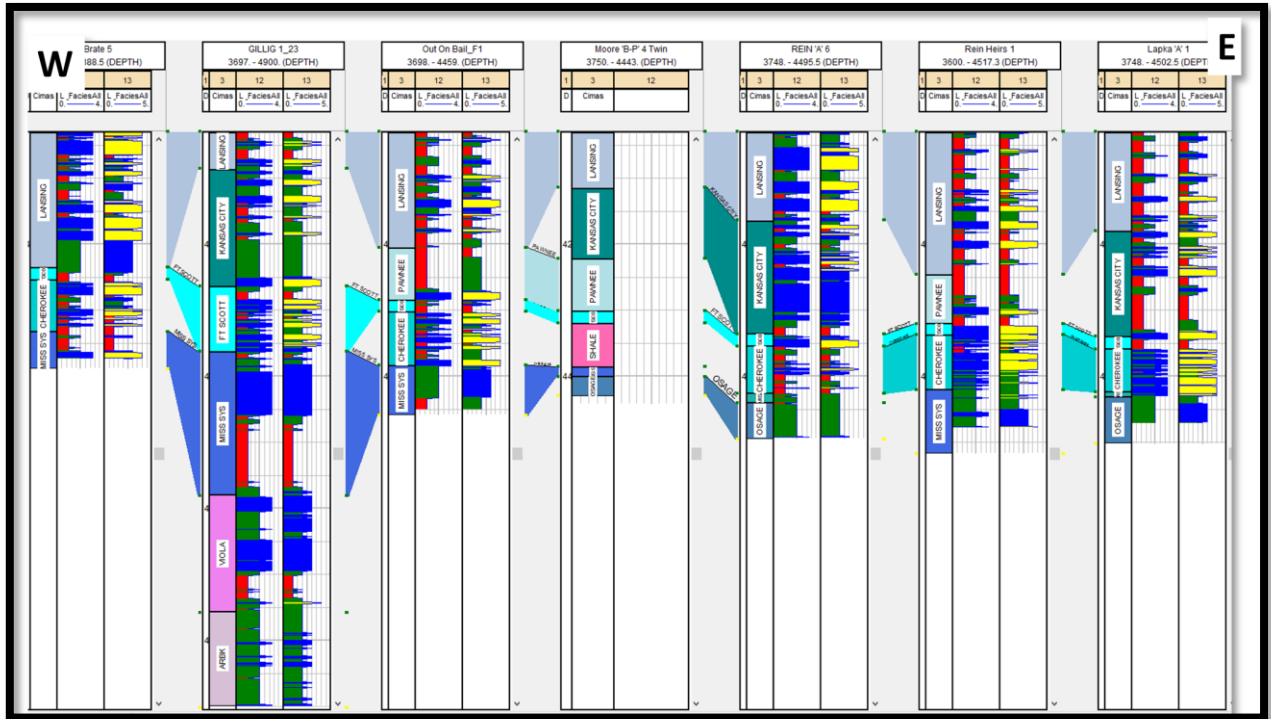
“SECCIONES GEOLÓGICAS”

Figure 1 is a geological cross-section of the Cubo Norte area, showing four borehole profiles (N, B, S, and another N) with depth from 3900 to 4300 feet. The profiles display various geological units including LANSING, KANSAS CITY, MARMON, CHESTER, and MISSISSIPPI. A central map shows the location of the section line. A detailed inset shows the stratigraphic column for the Cubo Norte section, including units like LANSING, KANSAS CITY, MARMON, CHESTER, and MISSISSIPPI.

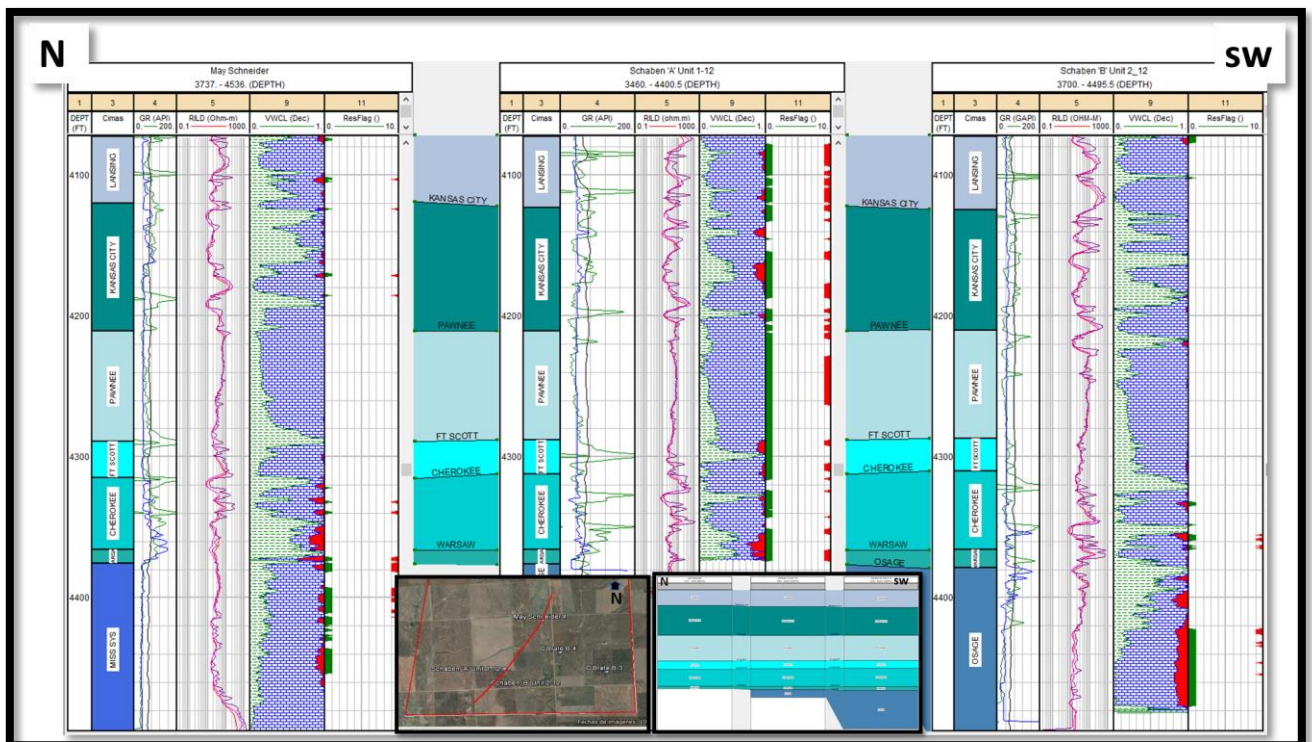


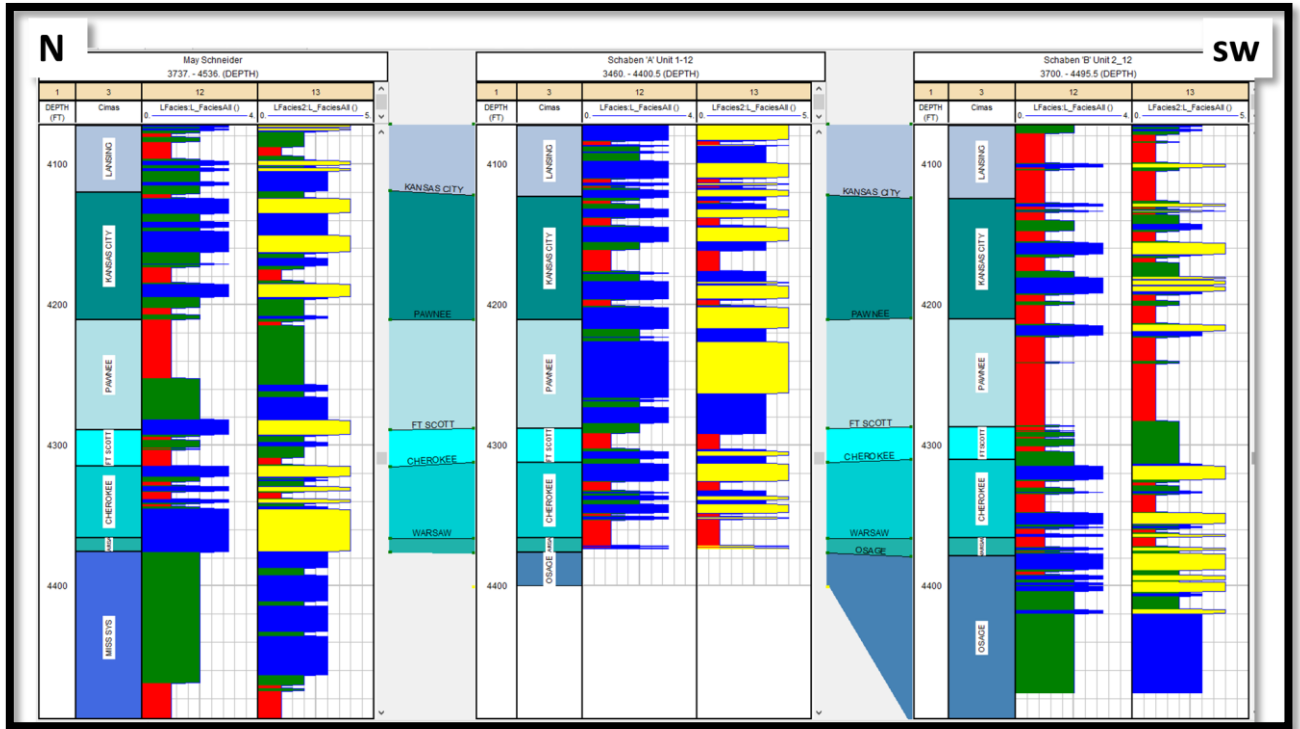
Sección Geológica del Cubo Norte. Sección C-C'



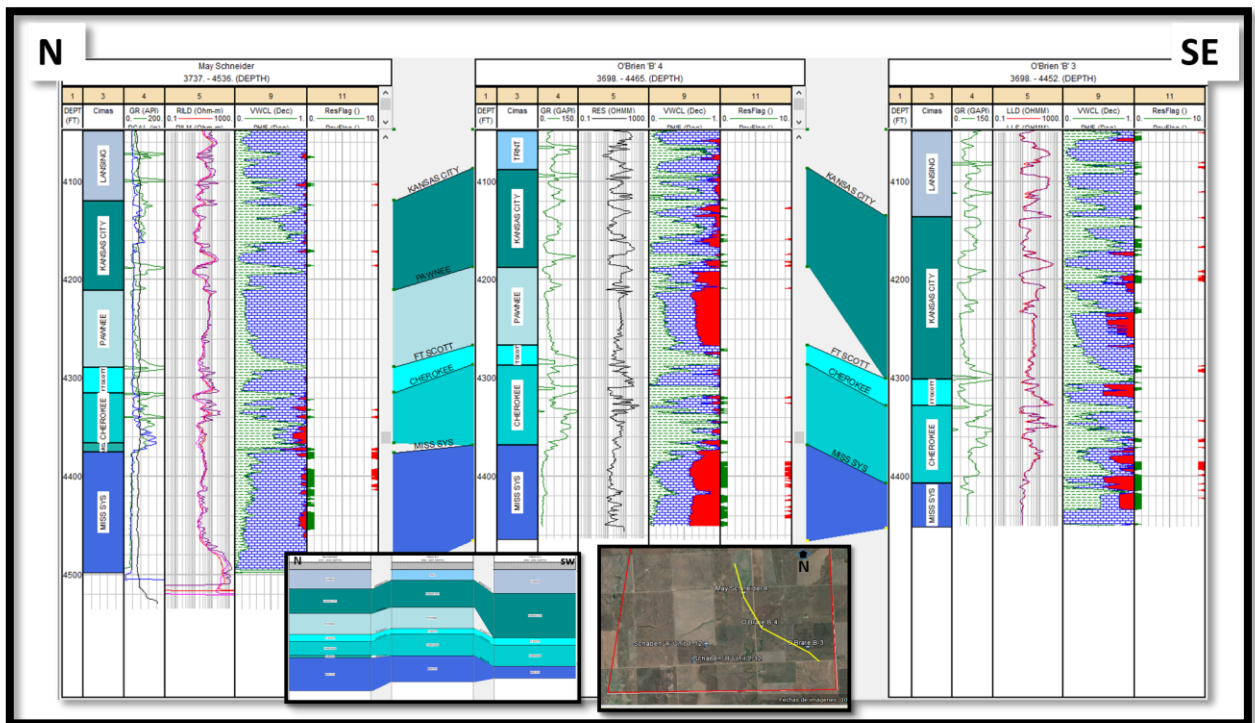


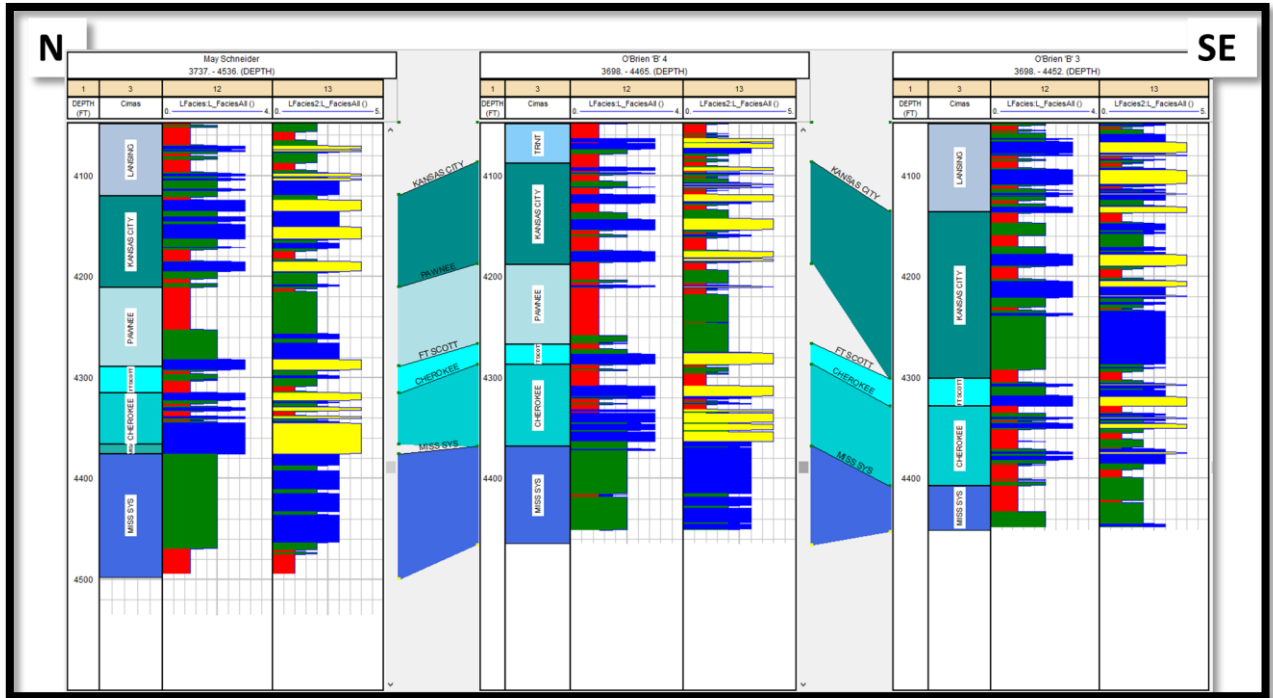
Sección Geológica del Cubo Sur. Sección A-A'



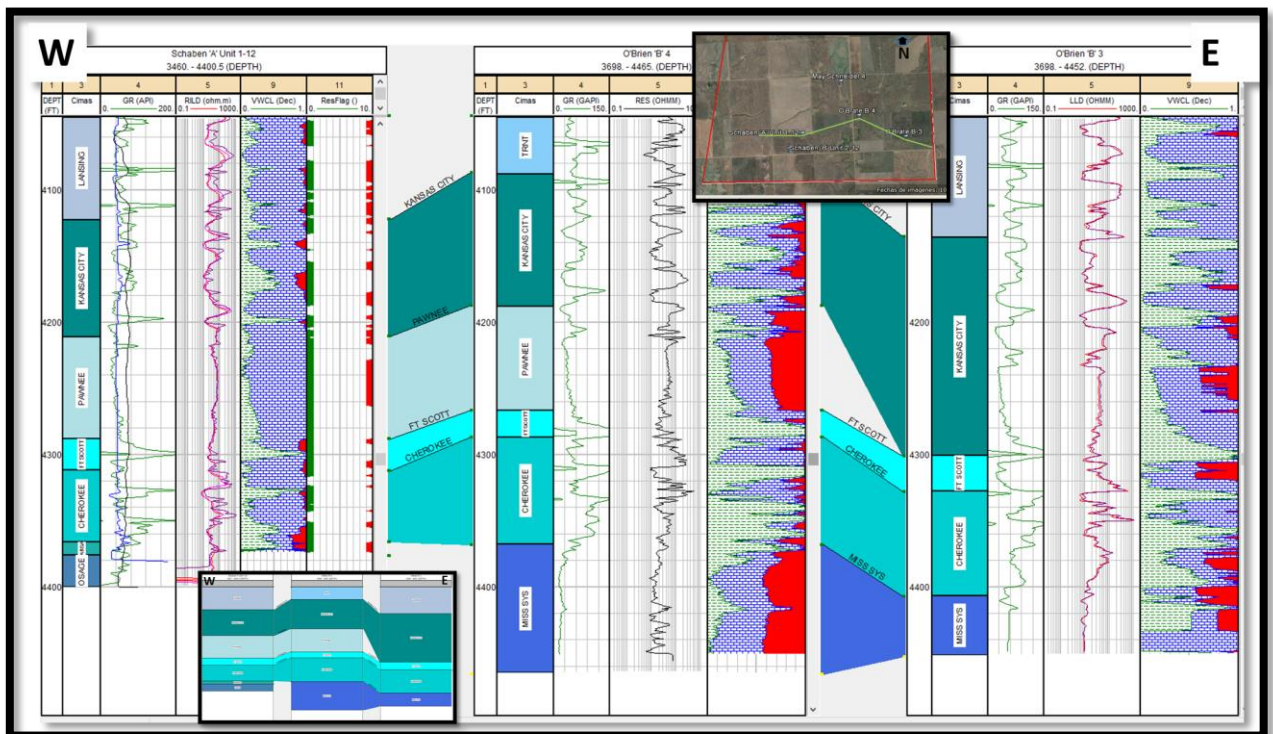


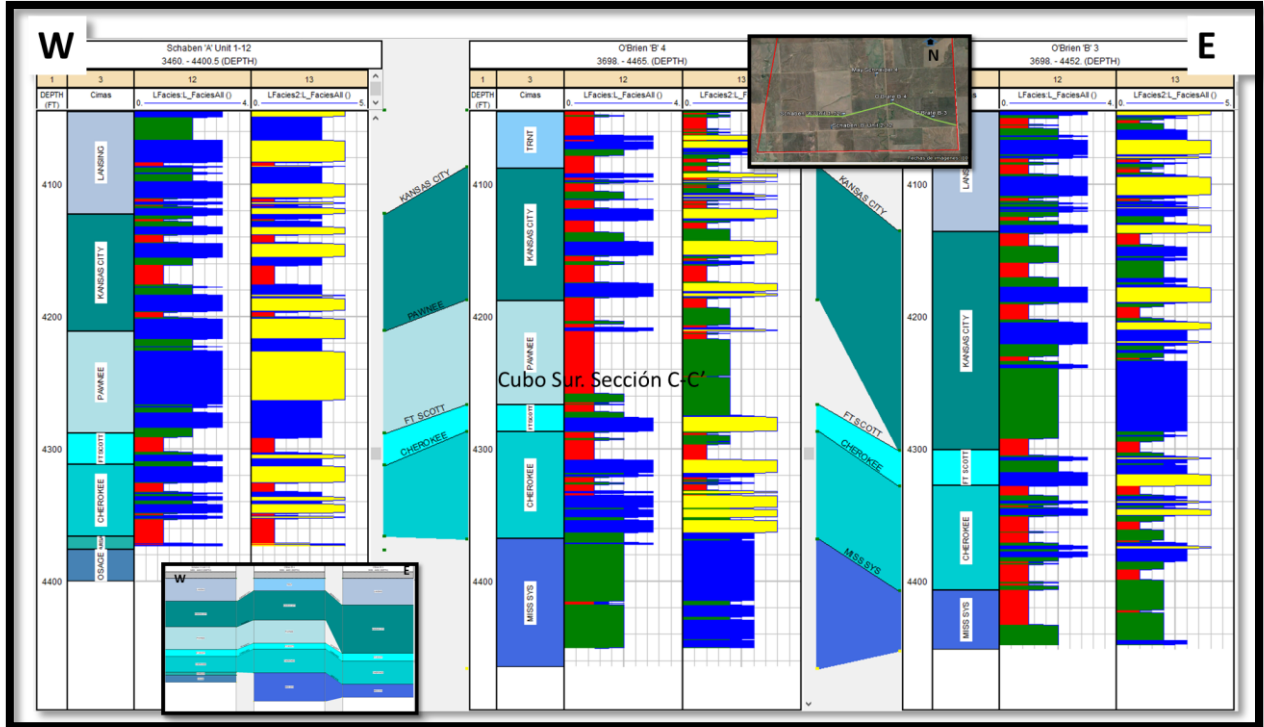
Sección Geológica del Cubo Sur. Sección B-B'





Sección Geológica del Cubo Sur. Sección C-C'





BIBLIOGRAFÍA.

Babadagli T., 2007, "Development of mature oil fields", *Journal of Petroleum Science and Engineering*, V. 57, Issues 3–4, p. 221–246.

Bhattacharya S. et al. 2005, "Integrated core-log petrofacies analysis in the construction of a reservoir geomodel: A case study of a mature Mississippian carbonate reservoir using limited data" *E & P Notes, AAPG Bulletin*, v. 89, no. 10. pp. 1257–1274

Carr, T. R., D. W. Green, and G. P. Willhite, 1999, Improved oil recovery in Mississippian carbonate reservoirs of Kansas, Near Term-Class 2 annual report, Reporting Period, January 1, 1998 to December 31, 1998: National Petroleum Technology Office, U.S. Department of Energy, Tulsa, Oklahoma, 168 p.

Coconi M. E., 2016. "Colegio de Geofísicos A.C. Curso de Registros Geofísicos de Pozos" Instituto Mexicano del Petróleo.

Díaz V. M., 2002, "Geoestadística Aplicada", Instituto de Geofísica, UNAM. pp. 144.

Daniel M. F, *The Geologic History of Kansas*, 1963, Kansas Geological Survey, Bull. 162.
Gratton, P. J. F., 2005, Appropriations for oil and gas research and development: Written testimony to the U.S. Senate Subcommittee on Energy and Water Appropriations: http://dpa.aapg.org/testimonies/2005/04_05gratton.cfm (accessed July 22, 2005).

Huerta H.E, 2007, "Aplicación de las t-cómulas a la modelación estocástica conjunta de porosidad-permeabilidad en 3d restringida por pruebas depresión", Instituto Mexicano del Petróleo, Dirección General de Investigación y Posgrado, pp61.

Independent Petroleum Association of America(IPAA), 2005, Oil and natural gas issues briefing book: www.ipaa.org (accessed July 22, 2005), p.10.

Jewett, J. M., and Merriam, D. F. Geologic 1959. "Framework of Kansas-A Review for Geophysicists", Symposium on geophysics in Kansas: Kansas Geol. Survey, Bull 137, p.9-52.

Kobr M. 2005, "Evaluación Hidrogeológica de Pozos a través de Registros Geofísicos de Pozo" Monografías del Instituto de Geofísica UNAM, Vol 6.

Montgomery S. L & Franseen E. K, 2000, "Schaben Field Kansas Improving Performance in a Mississippian Shallow-Shelf Carbonate". *E & P Notes. APG Bulletin*, V.84. #.8., p.1069-1086.

Rycroft G. M. 2013. *The Geology of Ness and Hodgeman Counties, Kansas*, 1932, Kansas Geological Survey Bull. 19. Schlumberger Principios / Aplicaciones de la Interpretación de Registros.

Skelton L.H, 2006, "A brief history of the Kansas oil and gas industry". Oil Industry History Vol. 7, no. 1.

Mesografía

Halliburton, 2015. Octubre 12, 2015.

<http://halliburtonblog.com/what-is-a-mature-field/>

Energy Information Administration (EIA), Septiembre 23, 2015.

<http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/iedindex3.cfm?tid=5&pid=57&aid=6&cid=ww,&syid=2011&eyid=2015&unit=BB>

Energy Information Administration (EIA), Septiembre 23, 2015.

<http://www.eia.gov/state/?sid=KS#tabs-3>

CEDIP, Octubre 14, 2015.

<http://www.cedip.edu.mx/tomos/tomo06.pdf>

Schlumberger, Septiembre 23, 2015.

http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/e/effective_permeability.aspx

Servicio Geológico de Kansas (KGS), Octubre 12, 2015.

http://chasm.kgs.ku.edu/ords/gemini.dpa_field_wells_pkg.build_field_well_web_page?sFieldKID=1000150248&iOrder=0

Servicio Geológico de Estados Unidos, USGS.

<http://geomaps.wr.usgs.gov/parks/province/intplain.html>

Servicio Geológico del estado de Kansas, USA. Digital Petroleum Atlas--Regions of the U.S.

<http://www.kgs.ku.edu/DPA/frontEnd/regions1.html>

<http://www.kgs.ku.edu/DPA/frontEnd/Region/midcontinent.html>

Mapa geológico de los Estados Unidos, USGS, 2017

<https://geomaps.wr.usgs.gov/parks/gmap/gmaplink.html>.

PTTC (Petroleum Technology Transfer Council), 2002. DOE continues its commitment to independent oil producers:

www.kgs.ku.edu/PTTC/News/2002/q02-2-4.html (accessed July 22, 2005)

Cross Plot de la matriz de Permeabilidad del campo Schaben

<http://www.kgs.ku.edu/DPA/Schaben/ResSim/RS2-effpore.html>

Cross Plot de la Porosidad Efectiva, obtenida de Nucleos

<http://www.kgs.ku.edu/DPA/Schaben/ResSim/RS2-nmr.html>

Publicaciones de propiedades hidráulicas del campo

http://www.kgs.ku.edu/PRS/publication/OFR99_22/intro.html